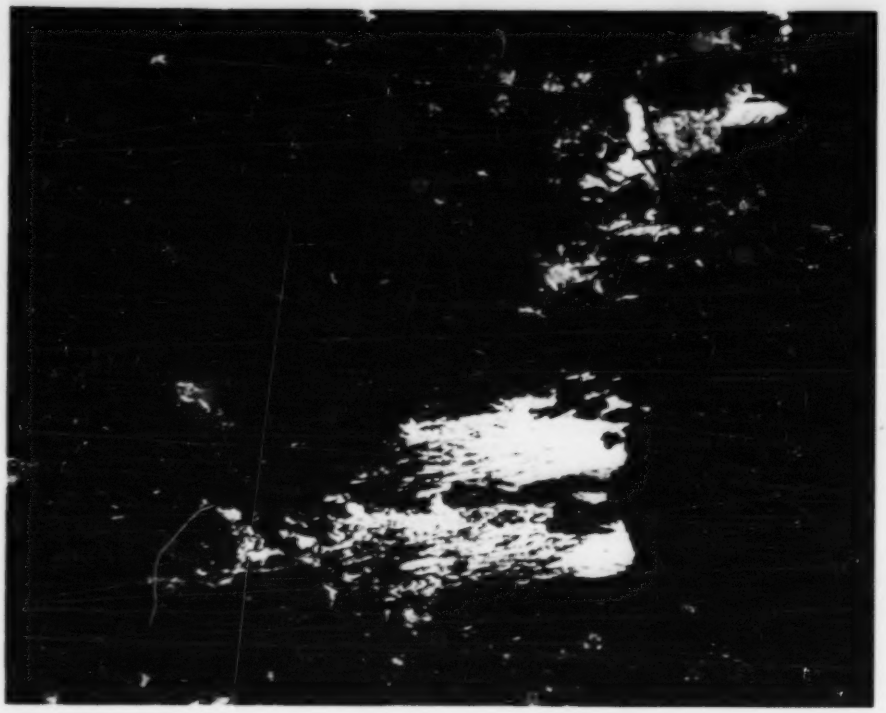
Comité fédéral-provincial de coordination de la recherche et de la surveillance



RAPPORT CANADIEN D'ÉVALUATION DE 1990 SUR LE TRANSPORT À DISTANCE DES POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES ET SUR LES DÉPÔTS ACIDES

Partie 7

ÉTUDES SOCIO-ÉCONOMIQUES

1990

ACID RAIN

PLUIES ACIDES

Province of British Columbia
Ministry of Environment and Parks

Gouvernement du Québec
Ministère de l'Environnement

Alberta
ENVIRONMENT

New Brunswick
Department of Municipal Affairs and Environment

Saskatchewan
Environment and Public Safety

Community & Cultural Affairs

Manitoba
Environment and Workplace Safety and Health

Nova Scotia
Department of the Environment

Environment Ontario

Province of Newfoundland
Department of the Environment

Canada

COMITÉ FÉDÉRAL/PROVINCIAL DE COORDINATION

DE LA RECHERCHE ET DE LA SURVEILLANCE

RAPPORT DE 1990 SUR LE TRANSPORT À DISTANCE DES POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES ET SUR LES DÉPÔTS ACIDES

PARTIE 7

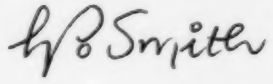
ÉTUDES SOCIO-ÉCONOMIQUES

1990

91-04850/

FOREWORD

This study is one of a series completed for the 1990 LRTAP Assessment. The principal author is Denise Burich. We would like to thank Ed Weglo, the English editor and Simon Henchiri, the French editor for their assistance in revising the text. Thanks are also due to Ellen Radix, Huguette Tremblay and Lorraine St Denis for their help in preparing the manuscript. We would like to thank, as well, our federal and provincial colleagues, and representatives of public utilities who took the time to review and comment on earlier drafts of the report. This is the first attempt to draw together the story of the industrial response to this program and what has been accomplished to date.



LRTAP Socioeconomic Coordinator

AVANT-PROPOS

Cette étude qui fait partie d'une série de rapports est complétée pour l'Évaluation TADPA de 1990. L'auteure principale est Denise Burich. Nous tenons à remercier Ed Weglo, rédacteur du texte anglais et Simon Henchiri, rédacteur du texte français, pour leur collaboration à la révision du texte. Nous devons également remercier Ellen Radix, Huguette Tremblay et Lorraine Saint-Denis qui ont contribué à préparer le manuscrit. Il nous fait plaisir de remercier, tout aussi bien, nos collègues fédéraux et provinciaux, ainsi que les représentants des services publics qui ont bien voulu s'attarder à revoir et à commenter les premières versions. Ceci représente un premier essai pour rattacher l'histoire de la réponse industrielle à ce programme avec ce qui, de fait, a été réalisé à ce jour.

Coordonnateur socio-économique TADPA

SOMMAIRE

Devant l'inquiétude publique croissante face au manque d'action, ce problème environnemental est devenu source de différend entre le Canada et les États-Unis dès le début des années 1980. En 1984, le gouvernement canadien décidait unilatéralement de réduire les émissions de SO_2 dans l'Est du Canada. Avec 19 autres pays, le Canada signait également en juillet 1985, un protocole internationale en vue de réduire les dégagements nationaux d'anhydride sulfureux. Depuis cette date, en particulier, on a entrepris un effort au Canada pour réduire les dégagements de SO_2 provenant principalement du traitement du minerai dans les fonderies ou du brûlage de combustibles dans les centrales électriques dans les sept provinces situées le plus à l'est du pays -- soit le Manitoba, l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve.

Avant les années 1980, la dégradation de la qualité de l'air autour de certaines de ces fonderies et usines en Ontario avait incité certaines industries à prendre des mesures visant à réduire les émissions et le gouvernement provincial à adopter des lois à cette fin. Ce n'est toutefois que vers le milieu des années 1980 qu'un effort concerté a pris naissance pour réduire les niveaux de dégagements dans toutes les provinces lorsque les ministres de l'Environnement du Canada ont décidé que les dégagements de SO_2 en 1994 devaient être réduits à la moitié de ce qu'ils étaient en 1980 dans les sept provinces en cause. L'objectif du programme de lutte est de réduire les dépôts de sulfates humides à moins de 20 kilogrammes par hectare par année dans tout l'est du Canada. Pour réussir, il faut aussi en arriver à une réduction de 50 p.100 des émissions transfrontalières de SO_2 en provenance des États-Unis vers le Canada.

Le tableau qui suit indique les engagements fédéraux-provinciaux de réduction des dégagements à respecter ainsi que les émissions de l'année de référence, soit 1980,

LIMITES D'ÉMISSIONS ET ÉMISSIONS ANNUELLES DE SO_2 PAR PROVINCE (en kilotonnes)

PROVINCE	ANNÉE DE RÉFÉRENCE	ENGAGEMENT[a]		ÉMISSIONS RÉELLES		
	1980	1990	1994	1980	1985	1987[b]
Manitoba	738		550	484	469	559
Ontario	2,194		885	1,764	1,457	1,399
Québec	1,085	600	600	1,098	693	660
Noveau-Brunswick	215		185	220	138	216
Nouvelle-Écosse	219		204	193	170	178
Île-du-Prince-Édouard	6		5	5	2	3
Terre-Neuve	59		45	56	43	51
TOTAL	4,516	600	2,474	3,820	2,972	3,066

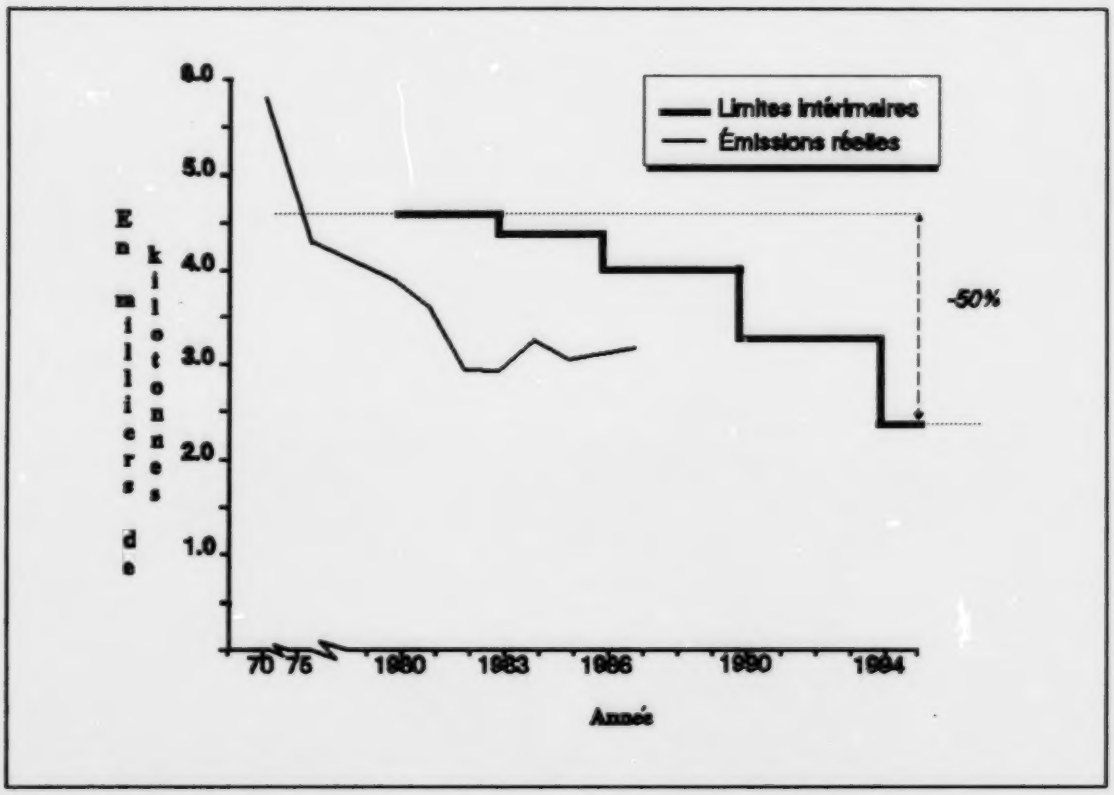
[a] 174 kilotonnes n'ont pas encore été réparties aux fins de réduction

[b] chiffres préliminaires seulement

et les dégagements annuels en 1980, 1985 et 1987. Chaque province a convenu de réduire ses émissions totales annuelles de SO_2 relativement à l'année de référence selon les engagements pris pour les années 1990 et 1994.

Au Québec, les réductions et les limites supérieures permises de dégagements de SO_2 entrent en vigueur en 1990. Dans toutes les autres provinces, les réductions et restrictions entreront en vigueur en 1994. Avant 1994, toutefois, certaines réductions intérimaires sont exigées des principales sources d'émission de l'Ontario ainsi que de l'Inco, à Thompson, au Manitoba, comme l'indique la figure ci-dessous, qui montre les limites provisoires et les limites supérieures, de même que les dégagements enregistrés au cours des récentes années.

RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE SO_2 DE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE DANS L'EST DU CANADA (1980-1994)



Pour réduire les taux d'émissions, certaines compagnies ont déjà mis en place des programmes qui donnent des résultats significatifs comparativement aux taux des années

passées. Chez Falconbridge, par exemple, les dégagements de SO_2 par tonne de nickel produit avant 1955 étaient de 15 tonnes, mais en 1988, ils avaient baissé à moins de deux tonnes de SO_2 par tonne de nickel produit. D'autre part, l'Hydro-Ontario a réduit la teneur moyenne en soufre du charbon qu'elle utilise dans ses centrales thermiques de 2,4 p.100 en 1976 à environ 1,3 p.100 en 1988, et prévoit une autre réduction à 1.0 p.100 en 1990.

Le programme de lutte contre le SO_2 est fait d'un mélange de mesures négociées et imposées par réglementation. Au palier national, les gouvernements fédéral et provinciaux ont eu recours à un ensemble de sept accords négociés (y compris des dispositions pour des prêts à des fonderies du Manitoba, de l'Ontario et du Québec) afin de réduire les émissions dans les sept provinces. Au palier provincial, les principales mesures adoptées en vue de réduire les dégagements de l'industrie et des compagnies comprennent:

- des mesures de réglementation au Manitoba, en Ontario et au Québec ainsi que des dispositions prévoyant des amendes si les limites supérieures sont dépassées;
- des accords négociés dans les provinces atlantiques.

Les fonderies qui traitent du minerai contenant de fortes quantités de soufre peuvent réduire leurs émissions tout en maintenant leur production en réduisant la quantité de minerai sulfureux dans leur charge d'alimentation, en minimisant la formation de SO_2 en cours de production à l'aide de techniques de pointe ou en récupérant une plus grande quantité de SO_2 dans les gaz d'échappement. Elles peuvent aussi réduire les émissions en diminuant leur production.

Les entreprises de services publics peuvent choiser de remplacer les combustibles fossiles par un autre mode de production d'électricité, acheter de l'électricité produite par des centrales hydroélectriques, réduire la teneur en soufre des combustibles qu'elles utilisent ou améliorer la technologie de contrôle des émissions aux centrales actionnées aux combustibles fossiles. Enfin, l'adoption d'initiatives de gestion de la demande pourrait aider à réduire le besoin de production à l'aide de ces combustibles. La fermeture des centrales actionnées au charbon ou au mazout n'est pas nécessaire pour en arriver aux limites supérieures prévues pour 1994.

Les fonderies et enterprises de service public soumises au programme de réduction d'émissions se sont engagées à limiter leurs dégagements de SO_2 aux quantités spécifiques pour 1994. Dans certains cas, ces compagnies ont indiqué qu'elles pourraient même les réduire davantage par après. Il leur faudra toutefois entre temps résoudre certains problèmes d'ordre technique et opérationnel.

Globalement, les compagnies investiront quelque 1734 millions de dollars entre 1987 et 1993 pour respecter les limites supérieures d'émissions de SO_2 en 1994. L'investissement annuel moyen au cours de cette période sera de 248 millions de dollars. Lors des quatre dernières années, l'investissement annuel moyen sera plus élevé et se chiffrera à environ 352 millions de dollars. Les investissements consacrés aux secteurs de la recherche et

des initiatives en matière de développement par les principaux émetteurs s'ajouteront à ces investissements en projets de capital.

Les investissements en capital se poursuivront une fois que les limites supérieures de 1994 seront en vigueur. L'Hydro-Ontario et la Nova Scotia Power, par exemple, ont indiqué que leurs projets de dépollution nécessitaient d'autres investissements. Pour répondre à la croissance de la demande d'électricitié, l'Hydro-Ontario continuera d'investir en moyenne 206 millions de dollars par année en projets de capital entre 1994 et 1998, alors que la Nova Scotia Power investira aussi 170 millions de dollars de plus entre 1994 et 2010.

Lors de son établissement, on considérait que la charge de dépôt visée suffirait à protéger toutes les zones modérément sensibles, comme les réseaux aquatiques d'eau douce dans les régions incapables de neutraliser naturellement la présence des acides causés par des taux de dépôt de sulfate supérieurs à 20 kilogrammes par hectare par année. Les résultats de travaux de recherche biophysique en cours au Canada laissent entendre qu'il faudra peut-être imposer de plus faibles taux de dépôt dans certaines régions.

En 1994, les éléments du programme canadien actuel de contrôle des émissions seront pleinement appliqués; les réductions correspondantes aux États-Unis, dont il n'est pas fait mention dans le présent rapport, devraient être appliquées d'ici l'an 2000. Au fur et à mesure que se rapprochent ces dates importantes, il faudra réévaluer les mesures prises au pays. Ce n'est qu' à ce moment que nous saurons s'il faudra recourir à d'autres réductions pour en arriver à un contrôle acceptable des dégagements de SO_2.

TABLE DES MATIÈRES

		PAGE
	SOMMAIRE	7-i
	TABLE DES MATIÈRES	7-v
	LISTE DES FIGURES	7-vii
	LISTE DES TABLEAUX	7-viii
7.1	**INTRODUCTION**	7-1
	7.1.1 L'ÉLABORATION DU PROGRAMME CANADIEN DE LUTTE CONTRE LE SO_2	7-2
	7.1.2 PROGRAMME DE RÉDUCTION DU SO_2 PAR LES PRINCIPAUX ÉMETTEURS	7-5
	7.1.3 STRUCTURE DE L'ANALYSE	7-6
	7.1.4 OBJET ET ORGANISATION DU RAPPORT	7-10
7.2	**FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE**	7-11
	7.2.1 LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS ET MODERNISATION DES USINES	7-13
	7.2.2 INVESTISSEMENTS PRÉVUS EN CAPITAL	7-19
	7.2.3 EFFETS OPÉRATIONNELS	7-21
	7.2.4 FINANCEMENT DE LA LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS	7-23
7.3	**SERVICES PUBLICS**	7-26
	7.3.1 LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS	7-30
	7.3.2 INVESTISSEMENTS PRÉVUS EN CAPITAL	7-38
	7.3.3 EFFETS OPÉRATIONNELS	7-40
	7.3.4 FINANCEMENT DE LA LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS	7-44
7.4	**ORIENTATIONS FUTURES DE LA RECHERCHE**	7-47
	ANNEXES	7-53
	7.A.1 PRINCIPES DE BASE DE LA FUSION	7-53
	7.A.2 PREMIÈRES MESURES DE LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - LES FONDERIES	7-56
	7.A.3 DÉVELOPPEMENTS TECHNOLOGIQUES DANS NOS FONDERIES	7-58

7.A.4 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS 7-60

RÉFÉRENCES 7-67

LISTE DES FIGURES

		PAGE
7.1	Réduction des émissions de SO_2 de l'année de référence dans l'est du Canada (1980-1994)	7-2

LISTE DES TABLEAUX

		PAGE
7.1	Limites d'émissions et émissions annuelles de SO_2 par province	7-1
7.2	Programme canadien de lutte contre le SO_2 - Directives gouvernementales	7-3
7.3	Niveaux et limites des émissions annuelles de SO_2 des principaux émetteurs	7-6
7.4	Structure conceptuelle	7-9
7.5	Production de métaux et émissions de SO_2 - Fonderies	7-12
7.6	Production et stratégies de lutte contre les émissions - Fonderies et usines de frittage	7-12
7.7	Lutte contre les émissions - Fonderies et usines de frittage	7-15
7.8	Améliorations des usines et de la lutte contre les émissions aux fonderies et usines de frittage	7-19
7.9	Effets estimés - Fonderies et usines de frittage	7-20
7.10	Financement de la lutte contre les émissions - Fonderies et usines de frittage	7-24
7.11	Centrales alimentées aux combustibles fossiles, 1988	7-27
7.12	Évaluation générale de la capacité de production aux combustibles fossiles avant la mise en application du programme canadien de lutte contre le SO_2	7-28
7.13	Contenu en soufre des combustibles fossiles	7-28
7.14	Stratégies de lutte contre les émissions à la capacité existante et aux additions proposées de production par combustible fossile d'ici l'an 2000 - Services publics	7-29
7.15	Taux représentatifs d'émissions de SO_2 pour les configurations typiques d'une nouvelle centrale	7-31
7.16	Lutte contre les émissions - Services publics (1994-2000)	7-34
7.17	Effets estimés d'ici l'an 2000 - Services publics	7-39
7.18	Prévisions et coûts des dépenses en investissement de capital - Hydro-Ontario	7-39
7.19	Besoins d'employés selon l'étape de construction par paire d'épurateurs, Hydro-Ontario	7-41
7.20	Financement des mesures de lutte contre les émissions - Services publics	7-45
7.A.1	Contribution en pourcentage des unités génératrices alimentées aux combustibles fossiles à la capacité provinciale et à la production d'énergie électrique, 1988	7-60
7.A.2	Capacité génératrice installée selon le type de combustible, 1988	7-61
7.A.3	Production d'énergie électrique selon le type de combustible, 1988	7-61

7.1 INTRODUCTION

Au cours des quelques dernières décennies, les dégagements provenant du brûlage des combustibles fossiles, de la fusion des métaux et d'autres procédés industriels ont atteint des niveaux qui menacent directement ou indirectement les ressources aquatiques, terrestres, humaines et culturelles du Canada. L'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve sont les provinces les plus directement exposées à ces dépôts acides.

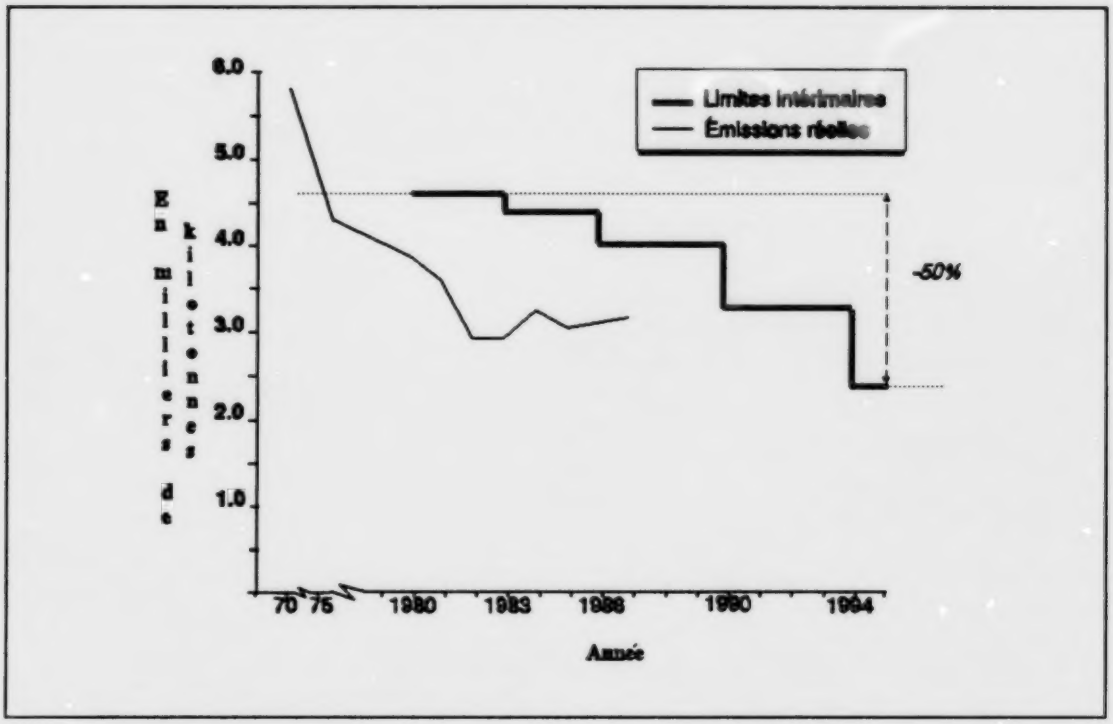
Pour respecter nos obligations sur le plan international aussi bien que pour atténuer cette menace qui pèse sur nos richesses naturelles, les ministres de l'Environnement du Canada ont décidé, au milieu des années 1980, de réduire les émissions totales annuelles de SO_2 dans les sept provinces de l'est. Ils ont annoncé qu'en 1994, les émissions annuelles dans ces sept provinces seraient réduites à la moitié de celles de l'année de référence, soit 1980 (tableau 7.1 et figure 7.1). On s'est entendu pour choisir l'année 1980 comme année de référence pour mesurer les dégagements futurs puisqu'il s'agit de l'une des premières années au cours desquelles des données importantes sur les émissions ont été recueilles. Dans certains cas les limites supérieures deja imposées aux principaux émetteurs cette année-là ont été utilisées alors que dans d'autres cas les valeurs réelles d'emissions ont servi à déterminer l'année de reference de 1980. De façon générale, les émissions réelles pour l'année 1980 ont été inférieures au niveau de base.

TABLEAU 7.1 - LIMITES D'ÉMISSIONS ET ÉMISSIONS ANNUELLES DE SO_2 PAR PROVINCE
(en kilotonnes)

PROVINCE	ANNÉE DE RÉFÉRENCE	ENGAGEMENT[a]		ÉMISSIONS RÉELLES		
	1980	1990	1994	1980	1985	1987[b]
Manitoba	738		550	484	469	559
Ontario	2,194		885	1,764	1,457	1,399
Québec	1,085	600	600	1,098	693	660
Noveau-Brunswick	215		185	220	138	216
Nouvelle-Écosse	219		204	193	170	178
Île-du-Prince-Édouard	6		5	5	2	3
Terre-Neuve	59		45	56	43	51
TOTAL	4,516	600	2,474	3,820	2,972	3,066

[a] 174 kilotonnes n'ont pas encore été réparties aux fins de réduction
[b] chiffres préliminaires seulement

FIGURE 7.1 - RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE SO_2 DE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE DANS L'EST DU CANADA (1980-1994)



Le tableau indique que les émissions réelles de SO_2 ont atteint 3820 kilotonnes dans les sept provinces en 1980. L'Ontario et le Québec ont produit 75 p.100 de ces dégagements; la part de l'Ontario seulement s'établit à 46 p.100. Les plus importants émetteurs se trouvent dans les secteurs des mines et de l'énergie. Les procédés de fusion du soufre contenant des minerais de cuivre, de nickel et de zinc ont constitué la principale source d'émissions au Manitoba, en Ontario et au Québec; la combustion de charbon dans les centrales électriques représente la deuxième source en importance d'émissions en Ontario. Dans les quatre provinces atlantiques, toutefois, c'est la combustion de charbon et de mazout à forte teneur en soufre, utilisés pour alimenter les centrales thermiques et électriques, qui a été la source première des dégagements.

7.1.1 L'ÉLABORATION DU PROGRAMME CANADIEN DE LUTTE CONTRE LE SO_2

Les problèmes associés au transport à distance des polluants atmosphériques (TADPA) sont mondiaux. Le Canada a été l'un des premiers pays favorables à la signature d'un protocole international pour étudier et éventuellement réduire les émissions de SO_2 et d'autres polluants primaires. Ainsi, le programme canadien de lutte contre le SO_2 est conçu à la fois pour respecter nos engagements internationaux et réduire les effets des

émissions de SO_2 au Canada, en particulier dans les six provinces de l'est qui sont plus sensibles à ces dégagements.

Les directives gouvernementales qui constituent le programme canadien de lutte contre le SO_2, y compris les politiques, les programmes, les lois et les ententes, sont énoncées au tableau 7.2. Le gouvernement fédéral a signé des accords avec chacune des provinces de l'est relativement aux réductions d'émissions de SO_2 en vue de rendre officiel le programme de lutte. Dans le cadre de ces ententes, des engagements ont été établis pour de nouvelles limites annuelles sur les dégagements de SO_2 à compter de 1994. Toutes ces ententes, à l'exception de celle conclue entre le Canada et l'Ontario qui ne comporte pas de date d'expiration, expirent à la fin de 1994 et devront être renouvelées.

TABLEAU 7.2 - PROGRAMME CANADIEN DE LUTTE CONTRE LE SO_2 - DIRECTIVES GOUVERNEMENTALES

ANNÉE	POLITIQUE	PROGRAMME	LÉGISLATION	ACCORDS MIXTES
1985	réduction de 50% des émissions de SO_2 dans l'est du Canada pour 1994[a]	Ont: Compte à rebours des pluies acides (CRPA) Canada: TADPA IV	Qué: Règlement sur la qualité de l'air Ont: Règ 660/85 Ont: Règ 661/85 Ont: Règ 662/85 Ont: Règ 663/85 Ont: Règ 16/86	
1987			Ont: Règ 281/87[b]	Canada/T-N Canada/Î-P-É Canada/N-B Canada/Québec Canada/Ontario Canada/Manitoba
1988			Man: Règ 165/88	Canada/N-É

[a] Engagement national
[b] Le règlement 281/87 remplace le règlement 662/85 publié plus tôt en 1985

Au Canada, les provinces ont juridiction sur la plupart des sources stationnaires de pollution de l'air. Conséquemment, chacune des provinces concernées est responsable de la répartition de réductions spécifiques des émissions aux industries ou compagnies sur lesquelles elles ont juridiction.

Au Manitoba, en Ontario et au Québec, les gouvernements provinciaux ont adopté des règlements qui établissent de nouvelles limites supérieures permises d'émissions futures

de SO_2 de certaines compagnies tout en réduisant les taux annuels admissibles sous les niveaux de base de 1980.

Au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et à Terre-Neuve, les gouvernements provinciaux ont négocié des réductions avec les principaux émetteurs. Le processus est bien engagé dans les provinces de l'Atlantique pour s'assurer que les buts visés soient atteints.

Les directives émanant de l'Ontario, du Québec et de Terre-Neuve s'appliquent également à diverses nouvelles entreprises. L'Ontario, par exemple, impose des exigences de contrôle des émissions aux nouvelles usines lors de l'évaluation des effets sur l'environnement ou du processus d'approbation de la construction. En plus du règlement sur les dégagements dont sont responsables les services publics, les combustibles utilisés dans les chaudières neuves ou modifiées de l'Ontario ne doivent pas contenir plus 1 p.100 de soufre, ou encore les entreprises peuvent retirer une quantité équivalente de SO_2 présent dans les gaz qui s'échappent de ces chaudières neuves ou modifiées. Au Québec, par ailleurs, les nouvelles fonderies doivent contrôler 95 p.100 du soufre contenu dans le minerai traité. À Terre-Neuve, en vertu de l'entente fédérale-provinciale, toute nouvelle industrie qui s'installe dans la province est tenue de recourir à la technologie la plus moderne de lutte contre les émissions afin d'en réduire l'importance.

Les mesures adoptées au palier fédéral pour contribuer à l'objectif d'une réduction de 50 p.100 des émissions de SO_2 incluent:

- le développement et la mise en application de nouvelles techniques de production et de lutte contre la pollution - 150 millions de dollars pour aider les fonderies à appliquer des programmes spécifiques de réduction et 25 millions pour le développement technologique et des projets de démonstration aux fonderies de métaux non ferreux;
- l'utilisation accrue de charbon à faible teneur en soufre, ainsi que le nettoyage et le mélange de diverses sortes de charbon pour en arriver à une utilisation plus efficace du charbon par les entreprises de services publics - 70 millions de dollars;
- recherche et surveillance pour mieux comprendre les effets des dépôts de sulfates humides et vérifier l'efficacité des réductions d'émissions - 90 millions de dollars;
- la réduction des émissions transfrontalières de SO_2 transporté des États-Unis jusque dans l'est du Canada à un maximum de 2 000 kilotonnes (Canada, Environnement Canada, n.d).

Les directives destinées à réduire les émissions annuelles de SO_2 dans les sept provinces de l'est du Canada s'ajoutent aux normes et aux contrôles qui limitent déjà les niveaux de pollution dans l'air ambiant. Les normes et les mesures de contrôle qui sauvegardent la qualité de l'air ambiant sont hors de la portée du présent rapport.

7.1.2 PROGRAMME DE RÉDUCTION DU SO_2 PAR LES PRINCIPAUX ÉMETTEURS

Au palier provincial, huit compagnies s'assureront que les nouvelles limites supérieures d'émissions de SO_2 dans les sept provinces de l'est ne soient pas dépassées à compter de 1994. Six grandes fonderies de cuivre, de nickel et de zinc, une usine de frittage de minerai de fer et trois services publics provinciaux participent aux initiatives de lutte contre le SO_2, soit:

Fonderies
- Hudson Bay Mining and Smelting (HBMS), de Flin Flon au Manitoba;
- Inco, de Thompson au Manitoba;
- Inco, de Sudbury en Ontario;
- Falconbridge[1], de Falconbridge en Ontario;
- Noranda, de Rouyn au Québec;
- Noranda, de Murdochville au Québec.

Usine de frittage
- Algoma[2], de Wawa en Ontario.

Services publics
- Hydro-Ontario, de l'Ontario;
- Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CÉÉNB);
- Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse (CÉNÉ).

Le tableau 7.3 donne les émissions réelles des usines par compagnie et les nouvelles limites établies pour 1990 (le cas échéant) et 1994. La fonderie de l'Inco, à Sudbury, est la plus grande source d'émissions de SO_2 au Canada, suivie des deux fonderies du Manitoba et du complexe de la Noranda, à Rouyn. Deux des centrales thermiques de l'Hydro-Ontario, celles de Nanticoke et de Lambton, sont la première et la seconde plus importantes sources d'émissions de SO_2 chez les services publics. La centrale de Dalhousie #2, propriété de la CÉÉNB, est la troisième source en importance de dégagements chez les services publics étudiés dans le présent rapport.

Au cours des années 1970, l'Inco (Sudbury), Falconbridge et Algoma ébauchaient des programmes en vue d'améliorer la qualité de l'air autour de leurs usines. Le gouvernement de l'Ontario a émis, en 1980, de nouvelles directives à l'intention de l'Inco (Sudbury), Falconbridge et l'Hydro-Ontario, fixant de nouvelles limites d'émissions pour la deuxième moitié des années 1980 en vue de résoudre le problème du transport à distance. L'Inco (Sudbury), Falconbridge et l'Hydro- Ontario travaillaient à la réduction des dégagements vers le milieu des années 1980 lorsque le gouvernement de l'Ontario a adopté un nouvel ensemble de règlements, en 1985, exigeant de l'Inco (Sudbury),

---

[1] Acheté en 1989 par Noranda inc. et Trelleborg AB de la Suède.

[2] Acheté par Dofasco inc. en 1988.

TABLEAU 7.3 - NIVEAUX ET LIMITES DES ÉMISSIONS ANNUELLES DE SO_2 DES PRINCIPAUX ÉMETTEURS (en kilotonnes)

COMPAGNIE	ÉMISSIONS RÉELLES			LIMITES SUPÉRIEURES	
	1980	1985	1987	1990[a]	1994
HBMS	248	270	287	293	220
Inco (T)	219	188	252	300	220
Inco (S)	812	695	659	685	265
Falconbridge	123	74	72	154	100
Noranda (R)	552	436	412	276	276
Noranda (M)	91	43	45	65	65
Algoma (W)	161	116	85	180	125
Hydro-Ontario	396	337	332	240	175
CÉNB	122	94	115	--	130
CÉNÉ	125	130	135	--	160

[a] Engagements intérimaires de 1990 imposés à l'industrie par les provinces.

Falconbridge, Algoma et l'Hydro-Ontario qu'elles réduisent davantage leurs émissions pour 1994.

Tous les émetteurs importants, à l'exception de HBMS, Inco (Thompson) et la Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse, ont enregistré, en 1987, des niveaux d'émissions inférieurs à ceux de 1980. Toutefois, alors que les objectifs provinciaux de dégagements pour la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick connaissaient des baisses pour l'année 1994, les deux services publics provinciaux se voyaient attribuer, pour 1994, des niveaux de dégagements supérieurs à leurs niveaux réels de 1980. Les projets de construction de nouvelles centrales et l'utilisation de combustibles à forte à forte teneur en soufre disponibles sur le plan local rendaient nécessaire l'établissement de ces nouveaux objectifs pour 1994. À Murdochville, une usine d'acide en service permettra à la Noranda de respecter ses limites supérieures d'émissions en 1994 et au delà. Les autres compagnies prennent les dispositions voulues pour égaler ou améliorer leur rendement de 1980.

7.1.3 STRUCTURE DE L'ANALYSE

Les grands émetteurs de SO_2 peuvent réduire ou minimiser leurs émissions au site d'exploitation à l'aide d'initiatives portant sur l'approvisionnement ou la demande. Du côté de l'approvisionnement, chaque émetteur pourrait modifier un certain nombre de facteurs

existants de production à l'intérieur de ses opérations de façon à réduire les dégagements. Ces modifications pourraient inclure des changements aux aspects suivants:

- usine ou investissement actuels;
- brûlage de combustibles fossiles (services publics);
- alimentation en minerais non ferreux (fonderies) et en minerais ferreux (usine de frittage);
- main-d'oeuvre;
- recherche et développement.

Du côté de la demande, les principaux émetteurs pourraient entreprendre des activités susceptibles de favoriser la conservation ou une utilisation plus efficace de leurs produits par le consommateur. De telles initiatives sont déjà amorcées par suite de l'adoption de politiques publiques et sont plus fréquentes chez les services publics que chez les fonderies.

Le tableau 7.4 conceptualise les mesures de lutte contre les émissions par facteur de production pour les principaux émetteurs et le temps hypothétique où les changements aux facteurs de production peuvent se faire. La possibilité d'obtenir du consommateur qu'il modifie ses habitudes ou son comportement ne constitue pas un facteur de production de sorte qu'il est traité dans cette structure comme un facteur socio-économique. Les grands émetteurs adoptent des mesures de lutte contre les émissions à court, moyen et long terme, ou certains mélanges, en vue de réduire les dégagements aux niveaux exigés en 1994 au moyen d'un niveau souhaitable d'utilisation des capitaux.

Mesures à court terme de lutte contre les émissions

Des mesures à court terme peuvent être appliquées sans délai et portent généralement sur des facteurs variables de la production comme les ressources et la main-d'oeuvre. L'état de l'usine ne sera pas modifié (bâtiments et équipement) mais on peut réduire sa capacité de production ou la fermer. En pratique, les mesures à court terme peuvent être mises en application de concert avec des solutions à moyen terme. Par exemple, on aura peut-être à modifier l'usine avant de pouvoir changer l'approvisionnement en ressources à la fonderie ou au service public, ou encore faudra-t-il peut-être accroître les capacités de lavage de l'usine pour nettoyer de plus grandes quantités de charbon.

La durée des contrats existants de ventes ou d'achats de ressources peut servir d'obstacle à la mise en application de mesures à court terme susceptibles d'améliorer la performance en matière de sauvegarde de l'environnement. Ainsi, un contrat d'achat de charbon qui s'étend sur 20 ans, entre une entreprise de service public et un fournisseur, obligera l'entreprise à prendre livraison de la quantité prévue de charbon à forte teneur en soufre. De même, un service public exportateur pourra avoir recours à une centrale

alimentée au charbon en vue de respecter ses engagements contractuels avec une autre entreprise de service public simplement parce qu'il n'existe pas d'autres moyens de produire l'électricité et d'en approvisionner l'acheteur.

Mesures à moyen terme de lutte contre les émissions

Les mesures à moyen terme peuvent coûter cher mais sont susceptibles de se produire dans un avenir plus immédiat que les mesures à long terme. Elles peuvent porter sur des modifications aux usines existantes ou l'addition de nouvelles structures à des usines modernes ou plus anciennes en vue d'améliorer leur rendement en matière de protection de l'environnement. Il faut du temps d'abord pour planifier les modifications ou les additions à l'exploitation, puis pour les mettre en application. La recherche de base et le développement sont plus que probablement terminés et la technologie choisie est disponible pour sa mise en application.

Mesures à long terme de lutte contre les émissions

Les mesures à long terme comprennent:

- de lourds investissements en vue de remplacer des usines;
- la recherche et la délimitation de réserves de combustibles fossiles et de minerais à plus faible teneur en soufre;
- des modifications dans les habitudes sociales de la consommation et de l'efficacité énergétique, y compris des initiatives de gestion de la demande;
- d'autres mesures qui n'entrent en vigueur qu'après un certain nombre d'années.

Les deux premières mesures s'expliquent par elles-mêmes. Quant à la troisième, les initiatives de gestion de la demande sont désignées comme mesures à long terme parce que c'est dans leur ensemble, plutôt que sur une base individuelle, qu'elles peuvent influencer la demande. Les services publics ont recours à des initiatives de gestion de la demande pour influencer l'habitude du consommateur et la quantité d'électricité dont il a besoin. On trouve des exemples de telles initiatives dans le changement de charge depuis les heures de pointe à celles où l'électricité est moins en demande et les programmes de conservation de l'énergie destinés aux consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels. L'à-propos et l'ampleur des avantages reposent en grande partie sur la réponse du consommateur dans le temps, lequel à son tour dépend largement de la structure sociale[3] établie par les gouvernements.

---

[3] Inclut des éléments comme la politique énergétique, la politique portant sur les ressources en eau, la politique régissant le transport, l'utilisation des terres et le développement urbain, les codes du bâtiment et le contrôle des pratiques de gaspillage dans le secteur de la fabrication et de la consommation.

TABLEAU 7.4 - STRUCTURE CONCEPTUELLE

FACTEURS	ÉCHÉANCE		
	Court terme	**Moyen terme**	**Long terme**
Usine ou investissement existants	-réduire la production -fermer l'usine	-modifier l'usine et l'équipement -construire un épurateur -construire une usine de production d'acide	-remplacer l'usine -modifier le mélange d'alimentation
Nouvelle usine ou approvisionnement additionnel d'électricité	-acheter l'électricité hors de la province	-ajouter une alimentation plus propre: combustibles fossiles, non fossiles, production autre que celle du service public	-ajouter une capacité de rendement plus propre: technologie avancée de combustion, technologie expérimentale
Approvisionnement en combustibles et autres ressources	-nettoyer et mélanger les diverses sortes de charbon -utiliser des combustibles pauvres en soufre -injecter un sorbant à la chaudière	-recours à une technologie du combustible	-recours aux technologies avancées de nettoyage du combustible et du charbon -exploration
Minerais métallifères/concentrés (charge d'alimentation)	-utiliser des minerais de première qualité	-utiliser les rejets de pyrrhotite	-améliorer l'utilisation des rejets de pyrrhotite -exploration
Socio-économique			- favoriser la gestion de la demande et le recyclage
Recherche et développement			- projets en laboratoire et à l'échelle de l'industrie - évaluations technologiques

Dans ce dernier cas, les travaux de recherche, de développement et de démonstration doivent être terminés en vue de l'implantation de nouvelles techniques de traitement et de combustion avant que ces techniques puissent être appliquées ou rendues disponibles à des fins d'utilisation commerciale. Les techniques avancées de combustion incluent la combustion par dispositif à lit fluidisé de circulation (CLFC), la combustion sur lit fluidisé sous pression (CLFP) et le cycle combiné de gazéification intégrée (CCGI). Il existe divers degrés de risque et d'incertitude reliés à l'utilisation de ces techniques avancées de combustion. Les techniques avancées de combustion sont conçues à des fins d'utilisation future possible parce qu'il faut une meilleure expérience d'exploitation au pays et disposer d'un historique d'exploitation pour une période de 10 à 20 ans. Les techniques avancées de nettoyage du charbon incluent le nettoyage chimique, le nettoyage biologique ou le nettoyage physique avancé.

7.1.4 OBJET ET ORGANISATION DU RAPPORT

Le présent rapport constitue la première tentative de compilation des effets industriels associés au programme de lutte contre le SO_2 dans sept provinces canadiennes. Il sert à identifier les mesures de lutte qui permettront aux principaux émetteurs de réduire leurs émissions en 1994 et certains des effets des contrôles sur les exploitations industrielles; il fait part des progrès réalisés à ce jour dans l'atteinte des limites de dégagements imposées pour 1994 et identifie certains obstacles auxquels on risque de faire face au niveau industriel si de nouvelles limites doivent être imposées.

Des concepts économiques de base ont été utilisés lors de la rédaction du rapport pour organiser et souligner certains thèmes plus complexes. Comme tel, le rapport insiste sur certaines complexités dont il faut tenir compte dans la préparation d'une évaluation de l'impact industriel ainsi que le mélange et l'harmonisation des mesures destinées à améliorer les contrôles.

On a d'abord présenté une vue générale du programme de réduction des émissions de SO_2 et la structure à l'intérieur de laquelle le programme sera analysé. Les effets pour l'industrie sont présentés en deux sections, la première portant sur les fonderies et les usines de frittage, et la seconde sur les services publics de production d'électricité. Dans ces deux sections, on présente la capacité de lutter contre les dégagements, les investissements prévus, les effets sur les opérations et la capacité des entreprises de financer la lutte contre les émissions. Le rapport se termine avec une discussion sur les orientations futures de la recherche.

7.2 FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE

La fusion est définie comme un procédé en vertu duquel on récupère un métal présent dans un concentré. Les métaux sont récupérés du concentré en chauffant ce dernier au delà de son point de fusion en présence d'air, de combustible et de fondants. Pour récupérer le métal, le minerai est traité et amélioré en plusieurs étapes séquentielles depuis son extraction de la mine et son broyage jusqu'au grillage, à la fusion, à la cémentation et au raffinage. Chaque étape entre l'extraction et le raffinage est destinée et exploitée de façon à réduire davantage les impuretés du concentré en retirant le soufre sous forme de $S0_2$ gazeux et les impuretés métalliques sous forme de scories. L'air apporté aux étapes du grillage, de la fusion et de la cémentation des opérations de fusion détermine le volume et la concentration de $S0_2$ produit sous forme de gaz.

Les sulfures sont des composés de soufre et d'autres éléments. La pentlandite est un sulfure de nickel et de fer; la chalcopyrite un sulfure de cuivre et de fer; la sphalérite un sulfure de zinc et la pyrrhotite un sulfure de fer. Bien que la pentlandite, la chalcopyrite et la sphalérite soient des minerais de fer intéressants pour les fonderies, la pyrrhotite est plus une source significative de soufre dans les minerais de nickel et de cuivre.

Les principes de base de la fusion sont expliqués à l'annexe 7.A.1. Le lecteur qui n'est pas familier avec le procédé de fusion pourra trouver utiles les descriptions données sur l'extraction, le broyage, le grillage, la fusion, la cémentation et le raffinage qui l'aideront à comprendre comment se forme le $S0_2$ gazeux dans les fonderies de même que les mesures de lutte contre les émissions adoptées par les fonderies.

Le tableau 7.5 fait état de la production de métal en kilotonnes par année et du rapport correspondant de dégagements de $S0_2$ pour chaque fonderie en 1980 et 1987. Les rapports pour 1987 sont inférieurs à ceux de 1980 sauf chez HBMS et Noranda (Rouyn). Parmi les grandes fonderies sources d'émissions étudiées dans le présent rapport, Noranda (Murdochville) possède le plus faible rapport, Falconbridge venant en seconde place. La fonderie de l'Inco à Thompson possède le rapport le plus élevé, quoique pour 1987, il soit moins élevé que pour 1980.

Ces rapports constituent une sorte de guide de comparaison. La nature du concentré et la métallurgie utilisés à chacune des fonderies déterminent les mesures de lutte qui peuvent être adoptées pour réduire les émissions. Ces facteurs affectent également les réductions d'émissions disponibles pour le même niveau d'engagement financier et technologique à chacun des complexes.

Le tableau 7.6 fournit un résumé des stratégies que HBMS, Inco (Thompson), Inco (Sudbury), Falconbridge, Noranda (Rouyn), Noranda (Murdochville) et Algoma entendent adopter pour respecter les limites supérieures de dégagements en 1994.

TABLEAU 7.5 - PRODUCTION DE MÉTAUX ET ÉMISSIONS DE SO_2 - FONDERIES

COMPAGNIE	PRODUCTION PRIMAIRE	CAPACITÉ DE LA FONDERIE[a]	TENEUR EN SOUFRE EN %		PRODUCTION ET RAPPORT D'ÉMISSIONS			
			Minerai	Concentré	1980		1987	
					(1)	(2)	(1)	(2)
HBMS	cuivre/zinc	160	10-20	28-35	135	1.83	152	2.11
Inco (T)	nickel	64		27	43	5.06	n/c	3.95
Inco (S)	cuivre/nickel	264		31-34	258	2.38	233	2.12
Falconbridge	nickel/cuivre	71	12	30	54	2.30	43	1.65
Noranda (R)	cuivre	213		32-33	201	2.64	158	2.73
Noranda (M)	cuivre	60		30-36	63	1.44	60	0.83

n/c = (non connu) (Source: Paine, 1989)

[a] kilotonnes par année

(1) production réelle de métal en kilotonnes
(2) émissions de SO_2 en kilotonnes par rapport à la production de métal en kilotonnes

TABLEAU 7.6 - PRODUCTION ET STRATÉGIES DE LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE

STRATÉGIE	COMPAGNIES
I) Maintien du niveau de production	
a) réduction de la teneur en soufre du concentré utilisé aux fins de traitement	-Inco (T) -Inco (S) -Falconbridge -Algoma
b) réduction de la formation de SO_2 gazeux aux étapes du grillage et de la fusion	-HBMS -Inco (S)
c) récupération d'une plus grande quantité de SO_2 gazeux avant son rejet dans l'atmosphère	-Inco (S) -Falconbridge -Noranda (R) -Noranda (M)
d) réduction de la teneur en soufre des autres charges d'alimentation de la fonderie	-Inco (T)
II) Diminution de la production	
a) réduction de la capacité	-Algoma
b) fermeture	

Les rejets de pyrrhotite renvoient le soufre dans les résidus à l'étape du broyage et empêchent ainsi les sulfures de la matière rejetée d'atteindre l'étape de la fusion et d'être transformés en SO_2 gazeux. Les opérations classiques de traitement du minerai ont pour objet de retirer une bonne quantité de pyrrhotite du concentré avant qu'il ne parvienne à la fonderie. Toutefois, si l'on peut retirer davantage de pyrrhotite lors de l'opération de broyage, il restera moins de sulfures susceptibles de former du SO_2 au cours des étapes du grillage, de la fusion et de la cémentation.

Dans les fonderies de nickel, le rapport entre la pyrrhotite et la pentlandite présentes dans le minerai affecte considérablement le niveau de rejet possible de pyrrhotite. Cependant, le processus de rejet de la pyrrhotite s'accompagne d'une perte de métal. À un certain moment donné, la quantité de nickel perdu en résidus à cause des niveaux accrus de rejet de pyrrhotite devient très importante et économiquement inacceptable pour les fonderies. Conséquemment, il faut que ces derniers aient recours à un ensemble de mesures de lutte contre les émissions mettant en cause le rejet de pyrrhotite si les dégagements doivent être réduits de 70 ou 90 p.100.

Les fonderies qui ont de fortes concentrations de SO_2 dans leurs gaz d'échappement peuvent utiliser des usines d'acide ou de SO_2 liquide pour fixer le SO_2 sous forme d'acide sulfurique ou de SO_2 liquide. Bien que ces deux produits soient commercialisables il n'existe pas de marché viable pour les deux fonderies de l'Alberta. Les fonderies qui ne dégagent que peu de gaz peuvent modifier leur procédé afin d'accroître la concentration de SO_2 dans les résidus de gaz ou remplacer les vieux procédés par de nouveaux afin de produire de plus fortes concentrations de SO_2 dans les résidus de gaz.

Dans certains cas, l'accroissement du degré (ou de la portée) du grillage produira de plus fortes quantités de SO_2, ce qui permettra une récupération plus facile et plus efficace du gaz. Le SO_2 gazeux produit est plus facile à récupérer si on utilise un four à griller sur lit fluidisé plutôt qu'un autre genre de four. Dans d'autres cas, les compagnies devront peut-être changer le procédé utilisé pour griller, fondre et cémenter le concentré en vue de réduire les émissions sans réduire la production. Les concentrés de cuivre et de nickel, par exemple, pourraient être combinés et fondus ensemble dans une chaudière à oxygène plutôt que d'être fondus séparément. L'Inco a mis cette technique au point dans les années 1980. On pourrait aussi installer des épurateurs pour retirer le SO_2 de faible puissance des résidus de gaz.

7.2.1 LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS ET MODERNISATION DES USINES

Les compagnies HBMS, Inco, Falconbridge et Noranda ont décidé de recourir à un ensemble de mesures en vue de lutter contre les émissions de SO_2 à leurs fonderies, mesures qui font appel à la modification ou à la modernisation des procédés actuels de fusion, à la réduction du contenu de soufre dans les concentrés et à l'addition d'une usine de production d'acide. Algoma, de son côté, a réduit sa production à Wawa vers le milieu des années 1980 à cause de la situation du marché et de son usine.

Le tableau 7.7 fait état des mesures de lutte et des initiatives en matière de recherche et de développement appliquées par les compagnies. Là où ces mesures font partie d'un processus permanent à certaines fonderies, les efforts antérieurs afin de réduire les dégagements sont résumés à l'annexe 7.A.2 à l'intention du lecteur intéressé. La description de diverses mesures de lutte contre les émissions se trouve à l'annexe 7.A.3.

À la fonderie de l'Inco de Sudbury, un rejet plus efficace de la pyrrhotite minimise les niveaux de soufre dans la charge d'alimentation. En même temps, un nouveau procédé de fusion en vrac des concentrés de cuivre et de nickel produira de plus fortes concentrations de SO_2 gazeux. Le gaz sera traité par une nouvelle usine de production d'acide à double contact destinée à produire de plus grandes quantités d'acide sulfurique destiné à la vente. La production de SO_2 liquide augmente aussi.

Falconbridge réduira son concentré de chalcopyrite dans la charge d'alimentation de sa fonderie à compter de 1989, réduisant par le fait même ses émissions de SO_2 d'environ sept kilotonnes par année. De plus, des changements prévus à la fonderie permettront une élimination de soufre modérément plus élevée par grillage sur lit fluidisé, ce qui augmentera du même coup les quantités de SO_2 gazeux à des fins de fixation à l'usine existante de production d'acide.

Au Québec, la Noranda a construit à Rouyn une usine de fabrication d'acide afin de réduire de 50 p.100 les dégagements à l'usine. La nouvelle usine est entrée en service en novembre 1989. Auparavant, tout le SO_2 gazeux de Rouyn était dégagé directement dans l'atmosphère.

Au Manitoba, HBMS prévoit moderniser ses installations pour réduire ses émissions; tout le SO_2 est actuellement dégagé dans l'atmosphère. La compagnie peut construire une nouvelle usine de lessivage du zinc sous pression, éliminant ainsi le besoin de grillage et de lessivage conventionnel, sources traditionnelles d'émissions de SO_2 à la fonderie. Le SO_2 gazeux perdu ne sera plus produit comme sous-produit du traitement du zinc une fois que le nouveau procédé sera en place. Du soufre élémentaire impur sera plutôt produit comme sous-produit du procédé de lessivage du zinc sous pression.

La compagnie installera aussi un réacteur Noranda pour les circuits de cuivre, remplaçant ainsi ses fours à réverbère actuels. Cette mesure permettra à HBMS de fixer le SO_2 gazeux comme acide sulfurique, si elle le souhaite, et si les marchés existent. En même temps, il lui faudra construire une usine de production d'acide.

Chez Inco (Thompson), tout le SO_2 gazeux est actuellement dégagé directement dans l'atmosphère. Les niveaux de soufre entrant dans la charge d'alimentation de la fonderie sont toutefois réduits par le rejet de pyrrhotite dans les résidus. En 1990, cette mesure de contrôle a permis d'abaisser les émissions annuelles de SO_2 à environ 55 p.100 de celles de 1970 alors que l'on ne procédait pas au rejet de pyrrhotite. En vertu des règlements du Manitoba, l'Inco doit réduire ses émissions de SO_2 à seulement 300 kilotonnes entre 1990 et 1993.

TABLEAU 7.7 - LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE

Inco Ltd. (Sudbury, Ontario)

FACTEURS	ÉCHÉANCE		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Usine ou investissement existant	- l'usine de broyage de Frood-Stobie sera fermée dans le cadre d'un programme de rationalisation - l'usine de broyage de Copper Cliff sera utilisée à des fins de déshydratation seulement	- nouveaux séparateurs magnétiques plus efficaces pour la séparation du pyrrhotite magnétique du minerai de terre	- nouveau procédé de fusion en vrac (cuivre/nickel) - usine de production d'acide à double contact pour remplacer l'usine actuelle - nouvelle technologie de broyage
Minerais métallifères/concentrés (charge d'alimentation)		- rejet de pyrrhotite	
Recherche et développement			- récupération d'une plus grande quantité de gaz des fours de grillage sur lit fluidisé (1994 +)

Falconbridge Ltd. (Falconbridge, Ontario)

FACTEURS	ÉCHÉANCE		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Usine ou investissement existant		- modification à l'usine de production d'acide - modification à la fonderie pour améliorer la technique du grillage	- modernisation de l'usine de broyage de strathcona
Minerais métallifères/concentrés (charge d'alimentation)		- rejet de pyrrhotite	
Recherche et développement			- grillage accru (1994 +) - amélioration du rejet du pyrrhotite (1994 +)

TABLEAU 7.7 (suite) - LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE

Noranda (Rouyn, Québec)

FACTEURS	ÉCHÉANCE		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Usine ou investissement existant		- usine de production d'acide (1990)	
Minerais métallifères/concentrés (charge d'alimentation)			
Recherche et développement			- récupération d'une plus grande quantité de gaz du convertisseur à des fins de fixation à l'usine de production d'acide (1994+)

Hudson Bay Mining and Smelting (Flin Flon, Manitoba)

FACTEURS	ÉCHÉANCE		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Usine ou investissement existant			- nouvelle usine de lessivage du zinc sous pression - nouveau réacteur Noranda
Minerais métallifères/concentrés (charge d'alimentation)			
Recherche et développement			

TABLEAU 7.7 (suite) - LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE

Inco Ltd. (Thompson, Manitoba)

FACTEURS	ÉCHÉANCE		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Usine ou investissement existant	-		
Minerais métallifères/concentrés (charge d'alimentation)		- rejet de pyrrhotite	
Recherche et développement			- réduction des coûts de retenue des émissions

Algoma (Wawa, Ontario)

FACTEURS	ÉCHÉANCE		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Usine ou investissement existant	- réduction de la production		
Minerais métallifères/concentrés (charge d'alimentation)	- oxydes de fer faibles en soufre - autres sous-produits sans soufre		
Recherche et développement			

La compagnie a informé le gouvernement du Manitoba et la Manitoba Clean Air Commission (Commission d'air salubre du Manitoba) en 1987-1988 qu'elle ne pouvait pas, de façon économique, atteindre la limite supérieure de 200 kilotonnes prévue pour 1994. Plus récemment, dans un rapport préparé à l'intention du gouvernement du Manitoba, l'Inco (1989c) a indiqué que le seul moyen économique pratique de réduire les émissions de SO_2 à sa fonderie de Thompson était de rejeter la pyrrhotite dans les résidus. Un tel rejet entraîne toutefois une perte de nickel inacceptable pour la compagnie. Au même moment, à compter de 1990, l'Inco traitera de plus grandes quantités de minerais ultramafiques ce qui exigera d'autres changements à ses installations de broyage et de fonderie. Les minerais ultramafiques renferment une plus grande quantité de soufre, par rapport au nickel, que les minerais actuellement utilisés à Thompson.

Inco (1989c) a conclu que:

- l'épurateur à la chaux des gaz provenant de sa fonderie et la production de sous-produits commercialisables comme moyen de réduire les émissions de SO_2 représentaient des mesures impraticables;

- elle ne peut respecter la nouvelle limite supérieure annuelle en 1994 au moyen du rejet de la pyrrhotite seulement sans du même coup réduire la production de la fonderie;

- pour atteindre la nouvelle limite supérieure annuelle, les mesures les plus prometteuses incluent le rejet de pyrrhotite combiné à la retenue de soufre provenant des boues d'anode de la raffinerie;

- si on ne peut mettre en place une technique appropriée d'ici 1994, la fonderie ne pourra respecter la limite supérieure annuelle qu'en réduisant sa production;

- à cause de son manque d'expérience avec les minerais ultramafiques, il lui faudra deux années de plus de recherche, de développement et d'ingénierie pour mettre à jour les renseignements sur lesquels elle pourra baser sa stratégie de lutte contre les émissions.

L'Inco poursuit son programme de recherche en vue de trouver des solutions. Le gouvernement du Manitoba déterminera si la limite supérieure de 220 kilotonnes est trop stricte une fois que l'Inco aura mis fin à ses travaux de recherche.

En 1994, l'Inco (Sudbury), Falconbridge et Noranda (Rouyn) auront en place des procédés efficaces de production et exploiteront des usines de production d'acide pour minimiser leurs taux de dégagements annuels. HBMS possédera une usine efficace et pourra renoncer à la récupération et au traitement de son SO_2 gazeux pour respecter ses limites supérieures d'émissions. L'Inco (Thompson) et Algoma continueront d'avoir recours à des procédés moins efficaces de production et pourront aussi renoncer à la récupération et au traitement des résidus de SO_2 gazeux pour respecter leurs limites supérieures. Noranda (Murdochville), d'autre part, continuera d'utiliser une usine moins efficace tout en recourant à une usine de fabrication d'acide construite au début des années 1980 pour récupérer et traiter les résidus de SO_2 gazeux en vue de respecter ses limites supérieures. Le tableau 7.8 indique les améliorations prévues par chaque compagnie.

TABLEAU 7.8 - AMÉLIORATIONS DES USINES ET DE LA LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS AUX FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE

AVANT LE PROGRAMME (1980)		APRÈS LE PROGRAMME (1994+)		
		Démodée	Moderne	Mise à jour
Démodée	Inco (T) Noranda (M) Algoma Inco (S) HBMS	Inco (T) Noranda (M) Algoma	HBMS	Inco (S)
Moderne	Noranda (R)			Noranda (R)
Mise à jour	Falconbridge			Falconbridge

Où:

Une usine démodée est essentiellement une "vieille usine" qui a recours à des procédés de production moins efficaces et ne répondant pas aux normes techniques et environnementales actuelles. Cette usine produit de grandes quantités de résidus gazeux, dont une partie peut être traitée ou utilisée pour la production d'acide.

Une usine moderne en est une qui a recours à un procédé efficace et plus propre de fusion parce qu'elle a été construite ou modernisée récemment, mais qui dégage sans traitement, dans l'atmosphère, tout le SO_2 produit lors de la récupération du métal. Des additions comme des usines de fabrication d'acide et des épurateurs pourraient contribuer à réduire les émissions.

Une usine mise à jour en est une qui a recours à un procédé efficace et plus propre de fusion et à des additions destinées à récupérer et à traiter le SO_2 gazeux avant de rejeter les résidus dans l'atmosphère. Là où on utilise une usine de production d'acide, on peut ajouter un épurateur pour traiter les émissions résiduelles. Éventuellement, des percées en matière de recherche et de traitement seront nécessaires si l'on veut réduire davantage les niveaux d'émissions sans pour autant nuire à la production.

7.2.2 INVESTISSEMENTS PRÉVUS EN CAPITAL

Inco (Sudbury), Falconbridge et Noranda possèdent des plans précis d'investissements en capital pour la fin des années 1980 et le milieu des années 1990. HBMS et Inco (Thompson) ont fourni une estimation des investissements en capital qui pourraient être requis pour réduire leurs émissions d'ici à 1994, mais n'ont pas encore identifié de plan précis. Le tableau 7.9 présente les investissements prévus et estimés en capital par les fonderies, ainsi que les estimations des effets qui en résulteront sur les besoins de main-d'oeuvre. Les effets opérationnels, y compris les changements au chapitre des

besoins de main-d'oeuvre, sont présentés plus en détail dans la section suivante.

Inco (Sudbury) et Noranda construisent toutes deux des usines de production d'acide au coût approximatif de 137 millions de dollars et 127 millions de dollars respectivement. L'usine d'acide de l'Inco sera pleinement en service en 1992. À Rouyn, la construction de l'usine d'acide de la Noranda a été terminée à la fin de 1989. Elle en est actuellement à une étape de mise au point.

TABLEAU 7.9 - EFFETS ESTIMÉS - FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE

COMPAGNIE	INVESTISSEMENT ET COÛT		PÉRIODE DE CONSTRUCTION	IMPACT DIRECT SUR LA MAIN-D'OEUVRE	
	Investissement Capital[a]	Coûts E & E[a]		Étape de la construction[b]	Étape d'exploitation[c]
HBMS	130	n/c	1990-95	860	n/c
Inco (T)	>46	>13	1989-93	n/c	>16
Inco (S)	494	(64)	1988-94	1,375	(380)
Falconbridge	30	minime	1989-93	n/c	aucun changement
Noranda (R)	127	5	1987-89	350	minime
Algoma	n/a	s/o	s/o	s/o	s/o

n/c : non connu ou non déterminé à l'heure actuelle
s/o : sans objet
() épargnes en coûts d'E et E; diminution de la main-d'oeuvre en années-personnes

[a] en millions de dollars de 1988
[b] nombre d'années-personnes générées durant la construction
[c] changement au nombre d'années-personnes à la fin du projet

En plus de sa nouvelle usine de production d'acide à Sudbury, l'Inco a choisi de recourir à une technologie plus efficace pour certaines parties de ses opérations de fusion (Inco, 1988b). La compagnie s'attend d'investir 228 millions de dollars dans cet élément de projet en capital entre 1988 et 1994. L'Inco entreprend de plus un programme de rationalisation des opérations de broyage qui prévoit davantage de rejets de pyrrhotite en vue de réduire l'arrivée de soufre à la fonderie, la quantité de $S0_2$ produit, de même que la quantité d'acide sulfurique produit et vendu (Inco,1988b). Ce programme demandera des investissements de l'ordre de 69 millions de dollars entre 1988 et 1992.

Les modifications prévues à Falconbridge, consistant principalement en la modernisation de l'équipement existant, s'effectuent occasionnellement entre 1989 et décembre 1993 (Falconbridge, 1988b). On s'attend à ce que ce projet coûte 30 millions de dollars, y compris 6,5 millions de dollars pour modifier l'actuelle usine de production d'acide.

À Flin Flon, HBMS a opté pour une technologie plus efficace afin de réduire ses émissions de $S0_2$. On prévoit que le projet coûtera 130 millions de dollars entre 1990 et 1994 et dépend en partie de l'aide financière du gouvernement. Près des deux tiers de l'investissement serviront à l'installation d'un procédé de lessivage de zinc sous pression

et un tiers à la fabrication d'un réacteur Noranda.

L'Inco (Thompson) estime qu'elle va investir plus de 46 millions de dollars vers la fin de 1993 pour réduire ses émissions. Au moins 15 millions seront investis à l'usine de broyage pour obtenir la fixation d'une plus grande quantité de pyrrhotite provenant des minerais de Thompson et son rejet comme résidus; une somme de 13 millions de dollars sera injectée à la fonderie de Thompson pour permettre le traitement de concentrés à faible teneur en pyrrhotite et une somme additionnelle, peut-être 18 millions de dollars, sera investie pour installer un procédé fiable de traitement des boues d'anode de sulfures. D'autres investissements devront être consentis pour que l'usine de broyage puisse produire des concentrés renfermant les justes proportions de nickel et de soufre à partir des minerais de type ultramafique. Des efforts sont en cours à l'Inco pour établir les calendriers appropriés de construction et les coûts en capital.

7.2.3 EFFETS OPÉRATIONNELS

En 1990, au plus fort de sa phase de construction, l'Inco s'attend à ce que le nombre de ses employés à Sudbury augmente de 510 années-personnes par suite de la mise en place de son programme de lutte contre le SO_2 (Inco, 1988c). Quelque 1 375 années-personnes seront créées dans le secteur de la construction au cours de l'étape de la construction. Soixante-dix pour cent des employés dont on aura besoin seront recrutés sur place. On s'attend à ce que trente pour cent soient des résidents de la région ou des migrants.

En même temps, les besoins de main-d'oeuvre à la fonderie augmenteront de 59 années-personnes en 1990, avant le début de l'automne. En 1994, l'Inco aura besoin de 382 années-personnes de moins qu'en 1988. Toutefois, le niveau d'attrition fera plus que compenser les changements des besoins de main-d'oeuvre, ce qui permettra à la compagnie d'ajouter quelque 500 nouveaux employés à son effectif ouvrier de Sudbury en 1994. L'Inco prévoit embaucher la majorité de ses nouveaux employés, qui seront des diplômés de l'école secondaire de la région de Sudbury.

L'Inco s'est également engagée à offrir à sa propre main-d'oeuvre la chance de se perfectionner pour se qualifier à accéder à des emplois techniques dans son usine modernisée. Des dispositions sur un milieu de travail sain à l'usine, prévues dans les contrats de construction signés et les programmes de perfectionnement des emplois existants sont des facteurs qui encouragent à continuer d'améliorer la qualité du milieu de travail.

Outre les changements déjà identifiés, l'Inco augmentera sa production d'acide sulfurique, à des fins de commercialisation, de 100 kilotonnes par année. L'usine de production d'acide sera en mesure de fixer de nouvelles quantités de SO_2 gazeux fortement concentré si ces quantités deviennent disponibles à des fins de fixation après 1994.

La compagnie prévoit des économies annuelles d'environ 64 millions de dollars dans ses dépenses d'exploitation et d'entretien une fois que ses projets en capital auront été terminés. Une baisse du nombre d'employés, de la consommation d'énergie et des réactifs chimiques contribuera à ces économies annuelles. Au même moment, les fonderies à oxygène élimineront l'utilisation des combustibles fossiles dans le processus de fusion en 1994 (Inco, 1989a).

À la Noranda, les projets de construction de l'usine d'acide prévoyaient l'embauche de jusqu'à 350 années-personnes mais les chiffres veritables ne sont pas disponibles pour que nous puissions les présenter ici. Noranda et Falconbridge prévoient que leurs projets en capital, une fois terminés, n'auront que peu ou pas d'effet direct sur les besoins annuels en main-d'oeuvre. Noranda, toutefois, s'attend que la production de plus de 350 kilotonnes d'acide sulfurique par année ajoute annuellement quelque 5 millions de dollars aux dépenses d'exploitation et d'entretien de la compagnie. Les revenus provenant de la vente d'acide sulfurique devraient couvrir les frais de transport entre Rouyn et les marchés, mais non pas les dépenses quotidiennes d'exploitation de l'usine de production d'acide sulfurique. Falconbridge, d'un autre côté, s'attend à ce que ses mesures de contrôle aient un effet "minime" sur ses dépenses d'exploitation et d'entretien une fois qu'elles seront tout à fait en service. La capacité additionnelle de fixation de SO_2 à l'usine de production d'acide sulfurique de Falconbridge n'est pas précisée.

Au Manitoba, HBMS aura besoin d'environ 860 années-personnes de plus au cours de la période de construction (InterGroup Consultants Ltd., 1985). L'expérience, à ce jour, auprès d'autres fonderies permet de croire que HBMS tirera avantage d'une meilleure récupération du métal ainsi que de moins de main-d'oeuvre et d'une plus faible consommation d'énergie lorsque son programme de modernisation sera complété. De plus, les employés bénéficeront d'un milieu de travail plus sain.

Inco (Thompson) a fait savoir au gouvernement du Manitoba que les pertes de nickel associées à des niveaux supérieurs de rejet de pyrrhotite sont inacceptables. De plus, des rapports préparés pour la compagnie soulignent que de nouveaux procédés susceptibles de donner lieu à des sous-produits sont également non souhaitables sur le plan financier à cause des coûts élevés en capital, d'un manque de marchés pour ces sous-produits et de la distance entre la fonderie et les marchés éventuels dans certains cas. Même s'il existait un marché pour ces sous-produits, la fonderie du Manitoba estime qu'elle perdrait entre 17 et 50 millions de dollars par année à fabriquer ces sous-produits.

L'Inco (Thompson) se livre actuellement à d'intenses travaux de recherche avant d'être en mesure de définir des options pratiques de mise en application d'ici 1994. Toutefois, la compagnie laisse entendre que les dépenses annuelles d'exploitation augmenteront d'au moins 13 millions de dollars et que les besoins annuels de main-d'oeuvre augmenteront d'au moins 16 années-personnes. Une bonne partie de l'augmentation des dépenses annuelles d'exploitation est due au besoin d'établissement et d'utilisation d'un système additionnel de production d'énergie à la fonderie. Les fours à grillage sur lit fluidisé et les convertisseurs ont été conçus pour tirer de l'énergie de l'oxydation de la

pyrrhotite dans la charge d'alimentation de concentrés. Le rejet d'une plus grande quantité de pyrrhotite comme résidus place toutefois la fonderie dans une situation de perte énergétique qui exige l'installation d'une source supplémentaire d'énergie.

Recherche et développement

L'industrie doit aussi subir des dépenses en matière de recherche et de développement, à l'occasion partagées par le gouvernement, pour aider à l'élaboration de mesures de lutte contre la pollution et à leur mise en application. Nous ne possédons pas une connaissance complète de toutes ces dépenses; toutefois, elles ajoutent au coût total de lutte contre les émissions et sont loin d'être négligeables, spécialement dans le milieu d'affaires incertain où fonctionnent certaines de ces compagnies. Par exemple, entre 1980 et 1988, l'Inco a investi 131 millions de dollars en projets de recherche et de développement pour ce qui est de la dépollution par SO_2 à ses installations de Sudbury (Ontario, Ministère de l'Environnement, 1988b). Au cours de cette même période, l'Inco a également signalé des pertes nettes d'exploitation au cours de quatre années sur neuf.

D'autres compagnies ont aussi investi dans des projets de recherche et de développement. Falconbridge a investi 40 millions de dollars dans des initiatives relatives à la recherche et au développement, conduisant à des améliorations menées à terme en 1978 et une nouvelle somme de 7 millions de dollars entre 1984 et 1988. Les programmes de recherche et de développement de Falconbridge ont été établis pour mettre au point de nouvelles méthodes expéditives de réduction des émissions; les résultats sont appliqués à l'exploitation commerciale lorsque la réduction des émissions est avantageuse. La Noranda et le gouvernement du Québec ont investi 3 millions de dollars en recherche pour concevoir une usine de production d'acide sulfurique et étudier les effets sur l'environnement.

7.2.4 FINANCEMENT DE LA LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS

Aussi longtemps que de nouvelles réductions d'émissions ne sont pas requises, les fonderies n'ont à faire face qu'à un engagement unique pour ce qui est de la lutte contre les émissions. Chaque fonderie effectuera les modifications voulues à son exploitation de façon à fonctionner à pleine capacité et à ne pas dépasser les nouvelles limites supérieures permises d'émissions au cours d'aucune année donnée après 1993. Les règlements du gouvernement de l'Ontario relatifs aux émissions de l'Inco (Sudbury) et de Falconbridge exigent que ces compagnies soumettent des rapports précis sur les réductions susceptibles d'atteindre les nouvelles limites permises et chacune a fait état des modifications qui pourraient être apportées à ses procédés une fois terminés les programmes de recherche et de développement.

Toutes les fonderies rapportent des gains nets en 1988 et sont donc actuellement en meilleure situation financière qu'elles ne l'étaient dans la première moitié des années 1980. Les gains (pertes) nets des compagnies sont présentés au tableau 7.10 pour les

années 1986, 1987 et 1988, avec le coût des mesures de contrôle, l'aide financière demandée au gouvernement par les compagnies et les changements de prix attendus par suite des projets en capital et d'autres mesures destinées à réduire les émissions. Les augmentations de gains nets enregistrés en 1988, comparativement à 1987, sont imputables aux meilleures conditions du marché, en 1988, pour le nickel, le cuivre et le zinc. La consommation de ces trois métaux en 1988 a atteint des niveaux sans précédent

TABLEAU 7.10 - FINANCEMENT DE LA LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS-FONDERIES ET USINES DE FRITTAGE
(en millions de dollars)[a]

COMPAGNIE	GAINS NETS			MESURES DE LUTTE CONTRE LE SO_2		AIDE FINANCIÈRE DEMANDÉE[b]	TAUX DE CHANGE
	1986	1987	1988	Valeur	Période		
HBMS	(20.8)	39.3	28.5	130	4 années	43.3/43.3	n/p
Inco	0.2	18.7	735.0	540[c]	6 années	aucune	n/p
Falconbridge	70.3	73.1	341.1	30	6 années	aucune	n/p
Noranda	43.3	343.4	603.0	127	3 années	41.6/41.6	n/p
Algoma	s/o	40.3	80.0	–	–	aucune	n/p

() représente les pertes nettes
s/o : sans objet
n/p: non pertinent

[a] les gains nets de l'Inco sont présentés en dollars des États-Unis selon les rapports annuels de la compagnie
[b] gouvernements fédéral et provinciaux
[c] valeur combinée des mesures de contrôle aux usines de Thompson et de Sudbury

dans le monde occidental et, conséquemment, a entraîné une hausse de presque 100 p.100 des prix mondiaux pour ce qui est du nickel et du cuivre. Les prix mondiaux, de même que les gains nets des compagnies, peuvent diminuer aussi rapidement qu'ils ont augmenté.

Au début, les fonderies fonctionnant dans un contexte global, absorberont le coût des mesures de contrôle. Les gouvernements fédéral et provinciaux apporteront toutefois une certaine contribution financière aux fonderies pour qu'elles puissent mettre en application, au moment voulu, les mesures de réduction du SO_2. De plus, les économies d'exploitation réalisées avec le temps et la vente d'une technologie éprouvée peuvent aider les entreprises à récupérer en tout ou en partie les investissements en capital requis pour limiter les émissions. L'Inco, par exemple, a mis au point un procédé brevetable de rejet des pyrrhotites, vers le milieu des années 1980, qui peut être commercialisé, et Falconbridge a élaboré un procédé commercial de nettoyage des scories du convertisseur.

Inco (Sudbury) et Falconbridge ont indiqué aux gouvernements qu'elles financeront la mise en application des mesures de lutte contre la pollution. Les compagnies n'ont pas

demandé d'aide financière en vertu des dispositions de l'entente entre le Canada et l'Ontario relative aux réductions de SO_2. De plus, Inco (Sudbury) s'attend à épargner 64 millions de dollars par année en dépenses d'exploitation et d'entretien à la suite des changements apportés à la fonderie, alors que Falconbridge prévoit des modifications minimes dans ses frais d'exploitation et d'entretien. D'autre part, Algoma a décidé en 1986 qu'un investissement en capital en vue de réduire les émissions rendrait non rentable l'exploitation de Wawa.

Noranda s'attend à ce que les avantages compensateurs associés aux mesures de lutte contre les émissions à sa fonderie de Rouyn soient négatifs; les dépenses d'exploitation et d'entretien devraient augmenter. La compagnie a obtenu des prêts remboursables du gouvernement fédéral (41,6 millions de dollars) et du gouvernement provincial (41,6 millions de dollars) pour financer la construction de son usine de production d'acide.

Au Manitoba, HBMS a l'intention de poursuivre ses mesures de lutte contre les émissions. La compagnie a demandé l'aide financière des gouvernements fédéral et provincial, mais retarde la construction en attendant l'octroi de ces prêts.

L'Inco (Thompson) poursuit ses travaux de recherche en vue de définir des options pratiques de mise en application pour 1994. À ce jour, la compagnie n'a pas demandé d'aide financière pour ses projets d'investissement en capital.

7.3 SERVICES PUBLICS

L'Hydro-Ontario, la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick et celle de la Nouvelle-Écosse réglementeront leurs niveaux d'émissions sur la base d'un réseau et non pas en fonction de chaque centrale ou unité. Afin de respecter leurs limites supérieures en 1994 et au delà, les services publics doivent élaborer des stratégies destinées à réduire ou à minimiser leurs émissions au sein de leurs réseaux énergétiques futurs ou envisagés, et non pas simplement à l'intérieur de leur réseau actuel. Les deux commissions du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse prévoient mettre en exploitation de nouvelles centrales alimentées au charbon d'ici 1994. La Commission du Nouveau-Brunswick ajoutera une unité de 200 MW à sa centrale de Grand Lake et en construira une autre d'une capacité de 450 MW à Belledune. Quant à la Commission de la Nouvelle-Écosse, elle termine la construction d'une nouvelle unité de 150 MW à sa centrale de Trenton et construira une unité de 150 MW à sa nouvelle centrale de Point Aconi. L'Hydro-Ontario, d'autre part, ne prévoit pas ajouter d'autres unités alimentées au charbon à son réseau avant 1994 et peut-être pas avant la fin du siècle. Le tableau 7.11 indique les centrales alimentées aux combustibles fossiles d'une capacité de 100 mégawatts (MW) et plus en Ontario, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse.

On trouvera à l'Annexe 7.A.4 des renseignements de base sur la production d'électricité et les premières mesures de lutte contre les émissions prises par les services publics.

Parmi les centrales alimentées au charbon ou au mazout, les unités récemment mises en service ou dont la durée de service est encore de plusieurs années sont désignées comme étant neuves ou d'une capacité de service moyen. Les centrales dont la durée de service achève, c'est-à-dire celles qui sont en service depuis 30 ans et plus, sont désignées comme atteignant une capacité de fin de service. Ces centrales peuvent encore être gardées en service ou fermées. Ces centrales peuvent être fermées pour de bon ou modernisées au cours des années qui viennent. Le tableau 7.12 donne la capacité estimée de production par type d'usine et de service pour chaque entreprise.

Les technologies de combustion avancées du charbon incluent la CLFC[4] , la CLFP[5] et le CCGI[6]. La seule unité à combustion avancée actuellement exploitée par une entreprise de service public au Canada est celle de Chatham, au Nouveau-Brunswick, d'une capacité de 22 MW, à combustion sur lit fluidisé de circulation. La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick y fait la démonstration de cette technologie.

---

[4] Combustion sur lit fluidisé de circulation.

[5] Combustion sur lit fluidisé sous pression.

[6] Cycle combiné de gazéification intégrée.

TABLEAU 7.11 - CENTRALES ALIMENTÉES AUX COMBUSTIBLES FOSSILES,[a] 1988

CENTRALE (Date d'entrée en opération)	ENDROIT	CAPACITÉ		UNITÉS	RENDEMENT	FACTEUR DE CAPACITÉ
		Charbon (MW)	Mazout (MW)	(#)	(MW.h)	(%)
Hydro-Ontario:						
Nanticoke (1973)	Nanticoke	4,000		8	17,882,009	47.0
Lambton (1969)	Courtright	2,000		4	8,667,305	49.1
Lakeview (1962)	Mississauga	2,400		8	4,513,447	22.5
Lennox (1976)	Bath		2,295	4	365,787	2.5
Hearn (1951)	Toronto	1,200		8	inactive	0
Keith (1952)	Windsor	264		4	inactive	0
Thunder Bay (1981)	Thunder Bay	300		2	1,9[illegible],199	70.4
Atikokan (1985)	Atikokan	206		1	1,306,392	69.2
Total		10,370	2,295			
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick:						
Coleson Cove (1976)	Baie de Fundy		1,005	3	4,915,127	54.6
Dalhousie (1969)	Baie des Chaleurs	200	100	2	1,639,301	62.2
Courtenay Bay (1961)	Saint-Jean		263	4	690,537	29.9
Grand Lac (1951)	Grand Lac	85		4	s/o	s/o
Total		285	1,368			
Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse:						
Lingan (1979)	Sydney	602		4	4,580,350	86.6
Point Tupper (1969)	Port Hawksbury	150		1	766,164	58.2
Trenton (1951)	Trenton	190		3	870,124	52.1
Tufts Cove (1965)	Dartmouth		350	3	1,420,264	46.2
Glace Bay (1951)	Glace Bay	96		5	s/o	s/o
Total		1,038	350			

s/o: sans objet

[a] Les émissions d'anhydride sulfureux pourraient augmenter dans l'est du Canada si:

- l'on utilise davantage les centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles;
- les centrales inactives ou non en service sont remises en marche;
- de nouvelles centrales alimentées aux combustibles fossiles sont mises en service au cours des années 1990.

Le contenu en soufre des combustibles fossiles achetés par l'Hydro-Ontario, la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick et la Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse est indiqué au tableau 7.13. Alors que l'Hydro-Ontario achète son charbon hors de la province, les commissions du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle- Écosse les

achètent chez elles. Chez Hydro-Ontario, la teneur moyenne en soufre des charbons utilisés a diminué de 2,4 p.100 en 1976 à environ 1,3 p.100 en 1988. La teneur moyenne en soufre des charbons utilisés par l'Hydro-Ontario devrait être de 1.0 p.100 en 1990. Au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, on fait usage à la fois de charbon extrait localement et de mazout importé. Les combustibles utilisés par ces deux services publics provinciaux contiennent plus de soufre que ceux utilisés par l'Hydro-Ontario.

TABLEAU 7.12 - ÉVALUATION GÉNÉRALE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION AUX COMBUSTIBLES FOSSILES AVANT LA MISE EN APPLICATION DU PROGRAMME CANADIEN DE LUTTE CONTRE LE SO_2

COMPAGNIE	CAPACITÉ GLOBALE ET ÉVALUATION PAR TYPE D'USINE			ÉLIMINATION DE SOUFRE ET DE SO_2	
	Combustion avancée de charbon	Combustion conventionnelle de charbon et de mazout			
		Nouvelle/service moyen	Fin de service	Soufre	SO_2
Hydro-Ontario	*	8,801 MW	3,864 MW	quelque	aucune
CÉNB		1,305 MW	348 MW		aucune
SÉNÉ		1,388 MW		quelque	aucune

* unité de combustion de 22 MW à CLFC

TABLEAU 7.13 - CONTENU EN SOUFRE DES COMBUSTIBLES FOSSILES
(en pourcentage)

SERVICE PUBLIC	CHARBON	MAZOUT
Hydro-Ontario	1.3[a]	0.7
CÉNB	6.0-8.0	2.75
SÉNÉ	2.0-3.0	n/c

n/c : non connu

[a] moyenne à la combustion

À l'heure actuelle, chaque entreprise de service public exploite ses centrales sans retirer ni traiter le SO_2 contenu dans les gaz d'échappement. L'Hydro-Ontario réduit toutefois la teneur en soufre des charbons qu'elle brûle en achetant des charbons pauvres soufre, en achetant des charbons déjà lavés et en mélangeant ces charbons. L'entreprise exploite également deux centrales conçues pour brûler du lignite à faible teneur en soufre

acheté de la Saskatchewan. La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse, de son côté, abaisse le contenu de soufre du charbon qu'elle brûle en achetant des charbons lavés et mélangés.

Le tableau 7.14 fait état des stratégies que chaque service public provincial utilise pour respecter sa limite supérieure d'émissions en 1994. De façon générale, les centrales existantes de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse ont encore une certaine durée de vie. Aucune centrale ne devant être remplacée avant 1994, les services publics envisagent de réduire les émissions à leurs centrales ou unités existantes en abaissant la teneur en soufre des combustibles utilisés à certaines centrales ou en installant des épurateurs pour capter et traiter le SO_2 gazeux à d'autres.

TABLEAU 7.14 - STRATÉGIES DE LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS À LA CAPACITÉ EXISTANTE ET AUX ADDITIONS PROPOSÉES DE PRODUCTION PAR COMBUSTIBLE FOSSILE D'ICI L'AN 2000 - SERVICES PUBLICS

STRATÉGIE	COMPAGNIES	
	Capacité de production	
	Existante	Nouvelle
I) Production par combustible fossile		
a) réduire la teneur en soufre des combustibles	- Hydro-Ontario - CÉNB - SÉNÉ	- CÉNÉ
b) réduire la formation de SO_2 lors de la combustion	- Hydro-Ontario *	- CÉNÉ - CÉNB * - Hydro-Ontario *
c) récupérer et traiter une plus grande quantité de SO_2 dans les gaz d'échappement avant qu'il ne soit dégagé dans l'atmosphère	- Hydro-Ontario - CÉNB *	- CÉNB
II) Production totale des réseaux		
a) modifier la production ou le mélange d'alimentation	- Hydro-Ontario - CÉNB - SÉNÉ	- Hydro-Ontario
b) initiatives de gestion de la demande		

* les services publics étudient ces solutions de rechange en vue de leur application éventuelle

Les commissions d'énergie du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse auront recours à des techniques qui leur permettront de contrôler 90 p.100 du SO_2 gazeux produit à trois unités qui doivent entrer en service en 1994. La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse fera appel à une technologie de combustion propre à sa nouvelle centrale, alors que celle du Nouveau-Brunswick utilisera une technique conventionnelle de combustion et des épurateurs à ses deux centrales.

Le tableau 7.15 indique la quantité d'émissions de SO_2 qu'il sera éventuellement possible de contrôler aux nouvelles centrales, selon la technique de combustion et les mesures de lutte prévues lors de la conception d'une nouvelle centrale. Si un service public a l'intention d'ajouter une nouvelle capacité de production à combustible fossile à son réseau d'ici la fin du siècle pour répondre à une demande accrue d'électricité, une unité à combustion avancée qui brûle du charbon à faible teneur en soufre représente le meilleur moyen de réduire les émissions de SO_2 et de maximiser l'efficacité nette de la centrale. Une unité conventionnelle alimentée au charbon et munie d'épurateurs aptes à nettoyer les gaz dégagera 90 p.100 moins de SO_2 que si elle ne possédait pas d'épurateurs. Toutefois, l'entreprise qui installera cette unité subira une perte d'efficacité de 2 p.100 puisque l'épurateur fonctionne à l'électricité.

Sur une longue période, les services publics tenteront d'en arriver à de plus faibles niveaux d'émissions dans leurs initiatives de planification de l'offre et de la demande. Chez l'Hydro-Ontario et la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick, l'énergie nucléaire et les achats d'électricité hors de la province ou de producteurs qui ne sont pas des services publics représentent une possibilité dans les options futures de production d'électricité. Pour ce qui est de la production nouvelle, toutefois, la ressource de choix dans "un avenir prévisible" est le charbon. On s'attend à ce que les initiatives de gestion de la demande contribueront à une utilisation plus efficace dans ces trois provinces.

7.3.1 LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS

Les services publics sont en train de mettre en place des mesures de lutte pour 1994 et au-delà de concert avec leurs plans visant à répondre aux besoins en électricité au cours des années 1990. Ainsi, la présente section et les suivantes portent sur les mesures de lutte contre les émissions qui seront mises en application d'ici l'an 2000.

Pour réduire leurs émissions de SO_2, les services publics provinciaux ont choisi de remplacer le charbon par d'autres méthodes de production d'électricité, d'acheter de l'électricité de réseaux hydroélectriques, d'abaisser les teneurs en soufre des combustibles qu'ils brûlent ou d'améliorer les techniques de lutte contre les émissions aux centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles. D'autres mesures, comme des initiatives de gestion de la demande, pourraient réduire le besoin de production à l'aide de combustibles fossiles. Le tableau 7.16 identifie les modifications à la centrale et à l'approvisionnement en combustible, l'utilisation prévue d'une technologie avancée ou d'une production propre, et les initiatives en cours en matière de recherche et de développement dans chaque entreprise.

TABLEAU 7.15 - TAUX REPRÈSENTATIFS D'ÈMISSIONS DE SO_2 POUR LES CONFIGURATIONS TYPIQUES D'UNE NOUVELLE CENTRALE

Source d'énergie	Type de centrale	Efficacité nette de la centrale(%) [a]	Contenu thermique de la source d'énergie (MJ/kg)	Caractéristicsdes émissions					
				Teneur en soufre du combustible (% au poids)	Lutte contre les émissions (type)	Efficacité des mesures de dépollution (%)	Réduction de l'efficacité de la centrale (%) [b]	Facteur d'émission SO_2 (mg/MJ)	Émissions de SO_2 (tonnes à MW/ année)
Charbon (3% soufre)	fond sec, chauffage mural	34.0	28	3	aucune	0	0	1,929	160
Charbon (3% soufre)	fond sec, queue	33.1	28	3	DGÈ	90	2	1,929	16
Charbon (3% soufre)	CALF (Lit d'aération)	33.8	28	3	—	85	0	1,929	27
Charbon (3% soufre)	LFP, cycle combiné	38.9	28	3	—	92	0	1,929	13
Charbon (3% soufre)	CCGI	38.0	28	3	—	99	0	1,929	2
Charbon (1% soufre)	fond sec, chauffage mural	34.0	28	1	aucune	0	0	643	60
Charbon (1% soufre)	fond sec, queue	33.1	28	1	DGÈ	90	2	643	6
Charbon (1% soufre)	CALF (Lit d'aération)	33.8	28	1	—	85	0	643	9
Charbon (1% soufre)	LFP, cycle combiné	38.9	28	1	—	92	0	643	4
Charbon (1% soufre)	CCGI	38.0	28	1	—	99	0	643	1
Déchets municipaux solides	chaudière à alimentation de masse	20.3	11.3	0.13	aucune	0	0	199	31
Mazout, résiduel	chaudière, mur opposé	35.2	43	3	aucune	0	0	1,395	126
Mazout, résiduel	chaudière, mur de face	34.4	43	3	DGÈ	90	2	1,395	13
Mazout, distillat	turbine de combustion	28.7	45	0.3	aucune	0	0	133	15
Gaz naturel	chaudière, mur opposé	35.2	51	0.002	aucune	0	0	1	0.07
Gaz naturel	chaudière conv.	35.2	51	0.002	aucune	0	0	1	0.07
Gaz naturel	TG, cycle simple	28.1	51	0.002	aucune	0	0	1	0.09
Gaz naturel	TG, cycle combiné	44.7	51	0.002	aucune	0	0	1	0.06
Vapeur géothermique	condensation de la vapeur	s/o	s/o	[c]	[c]	[c]	[c]	[c]	[c]
Uranium enrichi	réacteur conv.	32.0	465,200	0	—	—	—	0	0

(Source: International Energy Agency, 1989)

Clés:
[a] Pertes nettes d'efficacité causées par les appareils de lutte contre la pollution.
[b] Chiffre représentant le pourcentage de réduction brute de l'efficacité de la centrale.
[c] La vapeur géothermique renferme souvent de fortes quantités de sulfure d'hydrogène (H_2S), selon la source.

DGÈ: Désulfurisation des gaz d'échappement ou épurateur.

Hydro-Ontario

Les plans de l'Hydro-Ontario d'ici 1994 veulent:

- promouvoir et appliquer des initiatives de gestion de la demande;
- progressivement remplacer les unités alimentées au charbon par une autre méthode de production;
- réduire les niveaux de soufre dans les combustibles en achetant des charbons à faible teneur en soufre, en mélangeant les charbons à diverse teneur en soufre et en lavant tous les charbons;
- moderniser sa technologie de lutte contre les émissions;
- utiliser les marges de gaz acides et adopter d'autres mesures au besoin (Ontario-Hydro, 1989b).

Les initiatives de gestion de la demande envisagées par l'Hydro-Ontario incluent des améliorations de l'efficacité électrique orientées vers l'information, des améliorations de l'efficacité électrique orientées vers des encouragements et un déplacement de la charge. Ces initiatives devraient réduire les besoins de 1 825 MW entre 1988 et 1994 à un coût de quelque 650 millions de dollars pour l'entreprise (Ontario-Hydro, 1989c). Cinq térawatts-heure (TW/h) de production par combustible fossile seront épurés en 1994 et 19 TW/h seront produits à l'aide de charbon à faible teneur en soufre. Ces mesures permettront à l'Hydro-Ontario de demeurer en-deçà de ses limites annuelles supérieures d'émissions. De plus, l'entreprise mettra en service sa centrale nucléaire de Darlington, réduisant temporairement le besoin de production d'électricité à ses centrales alimentées au charbon, accroîtra ses achats d'électricité de 700 MW et augmentera de 74 MW sa production hydro électrique.

Division de la recherche d'Hydro-Ontario - R & D sur la lutte contre les émissions de $S0_2$:

- Lutte contre le $S0_2$ seulement:

  - évaluer les caractéristiques de combustion du charbon à faible teneur en soufre et d'autres combustibles comme la tourbe à l'installation de recherche sur la combustion de la DRHO;
  - construire un mini-épurateur pilote à la chaux pour améliorer l'efficacité d'enlèvement de $S0_2$ et évaluer les procédés de traitement (épurateur à boue de chaux pour Lambton);
  - effectuer des études pour améliorer l'efficacité des sorbants et l'étape de la régénération, d'un procédé modèle et agir comme directeur du programme de recherche pour l'usine pilote proposée de 6 MW (épurateur double à la chaux et alcali pour Nanticoke).

- Contrôle intégré de $S0_2$ et de NO_x

  - assurer le soutien au projet de démonstration d'injection de sorbant à la chaudière à

des fins de lutte contre les dégagements de NO_x à Lakeview;
- évaluer les additifs pour la lutte contre les NO_x dans les épurateurs à boue de chaux et les épurateurs doubles à la chaux et alcali;
- participer à l'étude d'EPRI sur la réduction catalytique sélective (RCS);
- construire un établissement pilote en partie financé par l'Association canadienne de l'électricité;
- évaluer le procédé de RCS.

• Contrôle des émissions de particules/Précipitateurs électrostatiques

- évaluer le rendement des précipitateurs électrostatiques sur les charbons à faible teneur en soufre avec le conditionnement des gaz;
- évaluer l'effet de cette technique sur la chimie des épurateurs;
- étudier des procédés avancés de cette même technique pour permettre le brûlage de charbons à faible teneur en soufre sans conditionnement de gaz.

• CCGI

- mettre au point des procédés sur le banc et une échelle pilote pour le nettoyage de gaz chauds afin d'améliorer l'efficacité et le contrôle des dégagements;
- établir un établissement pilote de gazéification pour l'évaluation des combustibles canadiens de même que la modification et l'amélioration du procédé.

L'installation d'épurateurs aux centrales existantes sera la principale mesure adoptée par l'Hydro-Ontario pour maintenir ses limites d'émissions d'ici l'an 2000. En même temps, l'Hydro-Ontario réduira le besoin de production d'électricité à l'aide de combustibles fossiles en achetant de l'électricité et en favorisant une gestion de la demande. Dans un cas, l'Hydro-Ontario achètera de l'hydroélectricité de l'Hydro-Manitoba pendant une période de vingt ans. Ces achats débuteront avec 220 MW en 1998 et atteindront un sommet de 1 000 MW en 2003 (Ontario-Hydro, 1989e). Des améliorations d'efficacité orientées vers des encouragements et l'information peuvent réduire jusqu'à 3 500 MW la demande aux heures de pointe en l'an 2000 (Ontario-Hydro, 1989e) à un coût cumulatif d'environ 3 milliards de dollars[7] pour l'entreprise de service public. Une autre tranche de l 000 KW de la demande totale sera déplacée hors des heures de pointe d'ici l'an 2000.

[7] En dollars de l'année

TABLEAU 7.16 - LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - SERVICES PUBLICS (1994-2000)

Hydro-Ontario

FACTEURS	ÉCHÉANCIER		
	Court terme	**Moyen terme**	**Long terme**
Investissement ou centrale existants	- conditionneurs de gaz (pour permettre l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre) - réduction des exportations d'électricité - remise en ordre des centrales nucléaires fermées à des fins de réparation	- épurateurs	- diversification de la production: production qui n'est pas un service public, production hydroélectrique, production nucléaire - remise en marche des unités à la centrale R.L. Hearn
Nouvelles centrales ou approvisionnement accru d'électricité	- achat d'électricité d'autres services publics	- options: énergie nucléaire, charbon, gaz naturel, hydro-électricité, électricité achetée de producteurs qui ne sont pas des services publics	- options de technologie de combustion saine du charbon: CLF, CC, CCGI ou autre technologie avancée (1994 + ou 2000 +)
Approvisionnement en combustible et autres ressources	- nettoyage du charbon - mélange du charbon - charbons à faible teneur en soufre - lignite à faible teneur en soufre		
Socio-économique			- initiatives de gestion de la demande
Recherche et développement			- voir page suivante

CC: cycle combiné

TABLEAU 7.16 (suite) - LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - SERVICES PUBLICS (1994-2000)

Commission d'énergie de Nouveau-Brunswick

FACTEURS	ÉCHÉANCIER		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Investissement ou centrale existants		- épurateurs	
Nouvelles centrales ou approvisionnement accru d'électricité		- charbon - combustibles non fossiles - options de technologie de combustion: chaudière conventionnelle au charbon équipée d'un épurateur	- options de technologie de combustion de charbon sain: CLF, CC, CCGI
Approvisionnement en combustible et autres ressources	- mazout à faible teneur en soufre		
Socio-économique			- initiatives de gestion de la demande
Recherche et développement			- évaluation de la technologie de l'épurateur - démonstration de la technologie de combustion sur lit fluidisé - vérification de divers combustibles à utiliser dans les unités de combustion sur lit fluidisé (CLF)

TABLEAU 7.16 (suite) - LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - SERVICES PUBLICS (1994-2000)

Commission d'énergie de Nouvelle-Écosse

FACTEURS	ÉCHÉANCIER		
	Court terme	Moyen terme	Long terme
Investissement ou centrales existants			
Nouvelles centrales ou approvisionnement accru d'électricité		- charbon - options de technologie de combustion: chaudière conventionnelle au charbon alimentée avec du charbon à faible teneur en soufre	- options de technologie de combustion de charbon sain: CLF, CC, CCGI, gazéification partielle
Approvisionnement en combustible et autres ressources	- combustibles à faible teneur en soufre - nettoyage du charbon - mélange des charbons		
Socio-économique			- initiatives de gestion de la demande
Recherche et développement			- démonstration d'injection de sorbant - technologie d'amélioration des dégagements d'anhydride sulfureux

Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick

Le service public provincial met la dernière main à son programme de lutte contre les émissions de SO_2. La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick pourra brûler du charbon à faible teneur en soufre ou convertir une unité alimentée à l'huile lourde à un autre combustible à Coleson Cove, la septième plus importante centrale au combustible fossile conventionnel au Canada (CÉNB, 1989a; Canada, ÉMR, 1989a). L'entreprise prévoit installer un épurateur efficace à 90 p.100 à la centrale si elle peut utiliser de l'orimulsion[8] vénézuélien. De plus, la Commission peut brûler du mazout à plus faible teneur en soufre à Courtenay Bay et convertir une de ses unités de Dalhousie, qui utilise actuellement du charbon local riche en soufre, à un combustible à faible teneur en soufre.

La technologie de combustion sur lit fluidisé de circulation, la technologie de combustion thermique conventionnelle avec épurateur et la technologie de CCGI font l'objet d'évaluations à des fins d'utilisation à la nouvelle unité de Grand Lake où la CÉNB envisage de brûler du charbon local à forte teneur en soufre (CÉNB, 1989a).

Les plans préliminaires de l'entreprise pour Belledune indiquent que l'on brûlera du charbon à faible teneur en soufre à une centrale qui n'est pas encore construite (CÉNB, 1989b). L'entreprise construira également un épurateur pour lutter contre les dégagements de SO_2. La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick a présenté un rapport au gouvernement de la province à propos de l'utilisation d'épurateurs à cette centrale.

La Commission a indiqué que les initiatives de gestion de la demande joueront un rôle de premier plan dans la planification de la consommation énergétique. Malgré des taux relativement élevés d'électricité, le Nouveau-Brunswick vient au troisième rang per capita de la consommation d'électricité au Canada (MacRae, 1989). En 1987, le secteur résidentiel consommait environ 31 p.100 de toute l'électricité de la province, le secteur commercial 16 p.100, le secteur industriel 44 p.100, les pertes représentant les derniers 9 p.100. L'industrie de la pulpe et du papier à elle seule consommait 29 p.100 de toute l'électricité de la province.

La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse

La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse réduira sa capacité de production et brûlera du charbon à faible teneur en soufre à ses centrales de Lingan et Point Tupper en vue d'abaisser ses émissions de SO_2 de 50 p.100 et 75 p.100 respectivement à ces deux centrales.

---

[8] Un combustible composé d'eau et de mazout contenant entre 3,5 et 4,0 p.100 de soufre.

À Trenton, elle remplacera l'utilisation de charbon contenant 3 p.100 de soufre par d'autres qui n'en contiennent que 0,8 p.100.

La technologie de combustion sur lit fluidisé de circulation sera utilisée à Point Aconi. Lorsque cette centrale entrera en service à la fin de 1993, ce sera la plus importante du genre au monde. L'application de chaux durant la combustion sert à capter 90 p.100 du SO_2 qui se forme lors du brûlage de charbons à forte teneur en soufre. Ces charbons seront acheminés à Point Aconi depuis les centrales de Lingan et de Point Tupper.

De plus, la Société a indiqué que des initiatives de gestion de la demande joueront un rôle important dans la planification de l'énergie. En 1987, le secteur résidentiel consommait environ 36 p.100 de toute l'électricité de la province, le secteur commercial 27 p.100, le secteur industriel 30 p.100 et les pertes représentaient les derniers 7 p.100 MacRae (1989) souligne que les taux relativement élevés d'électricité en Nouvelle-Écosse contribuent déjà à une des plus faibles demandes d'électricité per capita parmi les provinces. Il serait par conséquent plus difficile d'influencer davantage le comportement du consommateur.

7.3.2 INVESTISSEMENTS PRÉVUS EN CAPITAL

L'Hydro-Ontario a identifié des plans fermes d'investissements en capital reliés à la mise en application de ses mesures de lutte contre les émissions à ses centrales électriques. La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick a laissé entendre qu'elle investira dans l'équipement requis pour réduire ses émissions, mais le montant et la nature exacts de ces investissements ne sont pas encore connus. La Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse investira dans une technologie avancée de combustion à Point Aconi. Le tableau 7.17 donne une idée, préliminaire pour ce qui est du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse, de ce que seront ces investissements en capital et des effets qu'ils auront sur les besoins en main-d'oeuvre, question abordée plus en détail dans la prochaine section.

Hydro-Ontario

Le service public installe des conditionneurs de gaz de fumée (CGF) à un coût de 88 millions de dollars à ses 20 unités de Nanticoke, Lambton et Lakeview . Cet équipement est requis pour améliorer le rendement du précipitateur lorsque l'on brûle du charbon à faible teneur en soufre aux trois plus importantes centrales alimentées au combustible fossile. L'installation de l'équipement va coûter 4 millions de dollars à chacune des unités de Nanticoke et Lambton (Hydro-Ontario, 1989b). Les travaux de modernisation sont plus difficiles à Lakeview et le coût d'installation grimpera à 5 millions de dollars par unité à cette centrale (Hydro-Ontario, 1989c).

De plus, l'entreprise construira huit épurateurs de 500 MW à Nanticoke et Lambton, et quatre de plus à d'autres unités, au besoin, pour s'assurer que les nouvelles limites

TABLEAU 7.17 - EFFETS ESTIMÉS D'ICI L'AN 2000 - SERVICES PUBLICS (en millions de dollars de l'année)[a]

COMPAGNIE	INVESTISSEMENT ET COÛT		PÉRIODE DE CONSTRUCTION	IMPACT DIRECT SUR LA MAIN-D'OEUVRE	
	Investissement en capital	Coût d'E & E		Phase de construction[b]	Phase d'exploitation[c]
Hydro-Ontario	1,714	114	1989-2000	n/d	n/d
CÉNB	171	40	1990-1993	n/c	n/c
SÉNÉ	130	n/s	1990-1993	n/c	n/c

n/c = non connu ou non déterminable à l'heure actuelle
n/d = non déterminé
n/s = non spécifié sur une base annuelle mais les coûts cumulatifs devraient être d'environ 70 millions de dollars d'ici l'an 2000.

[a] Les valeurs de la CÉNB sont données en dollars de 1988
[b] Années-personnes requises durant le projet de construction
[c] Changement au nombre d'années-personnes à l'achèvement du projet

TABLEAU 7.18 - PRÉVISIONS ET COÛTS DES DÉPENSES EN INVESTISSEMENT DE CAPITAL - HYDRO-ONTARIO (en millions de dollars de 1988)

CENTRALE	CONDITIONNEURS DE GAZ DE FUMÉE				ÉPURATEURS			
	Unités	Date	Coût	E & E[a]	Unités	Date	Coût	E & E[a]
Lambton	4	1990	16	2	2	1994	200	
					2	1996	200	10
Nanticoke	8	1990	32	4	2	1997	200	10
					2	1998	200	10
Lakeview	8	1990/94	40	4				

(Source: Hydro-Ontario 1989b; 1989c)

[a] entretien et exploitation

supérieures d'émissions de SO_2 sont respectées chaque année à compter de 1994. Chaque épurateur de 500 MW coûte environ 100 millions de dollars (Ontario-Hydro, 1989b). L'Hydro-Ontario investira 800 millions de dollars dans ses unités de Lambton et Nanticoke. L'investissement en capital pourrait être plus élevé si un procédé d'épuration susceptible de produire un sous-produit commercialisable était choisi pour Nanticoke (Ontario-Hydro, 1988c).

Globalement, l'Hydro-Ontario estime qu'elle investira quelque 1,7 milliard de dollars en projets de capital entre 1989 et l'an 2000 dans le but de réduire ses émissions de gaz acides, dont 146 millions de dollars pour installer des brûleurs à faible dégagement d'oxyde d'azote à Lambton entre 1994 et 1996[9].

Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick

Les investissements en capital n'ont pas encore été évalués par la Commission. Dans un rapport soumis à Environnement Canada, Monserco (1989) laisse entendre qu'il en coûtera 171 millions de dollars pour construire des épurateurs à Coleson Cove et à d'autres centrales non encore construites. La Commission s'attend à ce que les investissements en capital soient supérieurs à ceux que prévoit Monserco (CÉNB, communication personnelle).

Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse

Les investissements croissants en capital à la centrale de Point Aconi pour réduire les émissions de SO_2 sont d'environ 130 millions de dollars (Nova Scotia Power, communication personnelle).

7.3.3 EFFETS OPÉRATIONNELS

Hydro-Ontario

Les effets opérationnels chez Hydro-Ontario dépendent des procédés précis d'épuration choisis et du nombre d'unités de production modernisées. Le nombre initial d'employés prévu pour la construction des deux épurateurs pour chaque année que durera la construction est indiqué au tableau 7.19. L'Hydro-Ontario prévoit que le nombre maximal sera de 556 années-personnes, environ, au cours de la troisième année de construction de chaque épurateur.

Pour chaque paire d'épurateurs, on aura besoin sur place d'environ 1 400 années-personnes dans le secteur de la construction sur une période de 5 ans. La construction de quatre paires d'épurateurs à Lambton et Nanticoke pourrait donc créer de l'emploi

[9] En dollars de l'année.

pour 5 600 années-personnes entre 1990 et 2000.

TABLEAU 7.19 - BESOINS D'EMPLOYÉS SELON L'ÉTAPE DE CONSTRUCTION PAR PAIRE D'ÉPURATEURS, HYDRO-ONTARIO

ANNÉE DE CONSTRUCTION				
1	2	3	4	5
84	367	556	310	84

(Source: Ontario-Hydro, 1988c)

Jusqu'à 7000 années-personnes, dans le secteur de la construction, pourraient être utilisées par les projets de lutte contre les émissions de SO_2 de l'Inco et de l'Hydro-Ontario, en Ontario, d'ici l'an 2000. Ce niveau d'embauche représente à peu près le tiers de celui du projet de recherche pétrolière en mer d'Hibernia ou est à peine inférieur à celui de 9 000 années-personnes du projet de gaz naturel en mer de Venture (Gardner, 1985).

Une fois terminés, les épurateurs devraient accroître les besoins annuels de main-d'oeuvre requis pour leur opération de 50 à 120 années-personnes à chaque endroit, selon le procédé d'épuration choisi. L'impact sur l'effectif ouvrier régional devrait être minime ou inférieur à 1 p.100 dans les régions. Dans chaque cas, l'Hydro-Ontario indique qu'elle comblera ses besoins de main-d'oeuvre à partir des marchés disponibles près de chaque centrale.

Le service public s'attend également à ce que les frais d'opération et d'entretien augmentent une fois que les centrales seront munies de CGF et d'épurateurs. Les épurateurs coûteront environ 40 millions de dollars de plus par année à l'Hydro-Ontario après leur installation à Lambton et Nanticoke.

Le besoin d'acheter des ressources additionnelles et de gérer des sous-produits contribue à une augmentation des dépenses.

Les quantités de chaux qui seront achetées serviront de réactifs pour les épurateurs. L'Hydro-Ontario signale qu'il existe cinq fournisseurs adéquats de chaux en Ontario et que d'autres seront peut-être intéressés à faire leur entrée sur le marché si la demande le justifie. Le service public souligne également qu'il existe un producteur adéquat de chaux dans la province. Il faudra de plus de l'énergie et de l'eau pour actionner les épurateurs.

Lorsque les épurateurs seront utilisés pour réduire les émissions, le gouvernement de l'Ontario exige que l'Hydro en construise un qui soit en mesure de produire un

sous-produit commercialisable. La centrale de Lambton produira un sous-produit du gypse utilisable dans la fabrication de panneaux muraux (Association canadienne de l'électricité, 1989). Des efforts sont en cours pour commercialiser le sous-produit; toutefois, si ces efforts n'aboutissent pas, il faudra avoir recours à de la chaux pour fixer les sous-produits (gypse) avant d'en disposer.

Le procédé double chaux-alcali est un prétendant de taille à des fins d'installation à Nanticoke et est en mesure de produire un gypse de qualité pour fabriquer des panneaux muraux (Association canadienne de l'électricité, 1989). On aura peut-être besoin de carbonate de sodium pour régénérer le réactif si ce procédé est choisi.
Il faudra environ 50 années-personnes dans le secteur de la construction à Nanticoke et Lakeview lorsque les CGF seront traités à ces centrales (Hydro-Ontario, communication personnelle). Une fois que la modernisation sera complétée pour traiter les CGF, les besoins de main-d'oeuvre d'entretien augmenteront de quelque 5 années-personnes à Lambton, Nanticoke et Lakeview. De plus, les rénovations ajouteront 0,5 million de dollars de frais d'exploitation et d'entretien par année à chaque unité ou 10 millions de dollars par année une fois que toutes les unités seront en service aux trois centrales (Ontario-Hydro, 1989b, 1989c).

Les primes pour le charbon à faible teneur en soufre coûteront également 57 millions de dollars[10] de plus par année à l'Hydro-Ontario entre 1990 et 2000. La prime devrait augmenter de 32 millions de dollars en 1990 à quelque 84 millions en 1996, avant de baisser à environ 42 millions en 2000 (Hydro-Ontario, 1989c).[11]

Un groupe consultatif sur la lutte contre les dégagements de gaz de fumée créé par l'Association canadienne de l'électricité, (1989) signale que le lavage réduit la teneur en soufre du charbon de 20 p.100, tout en ajoutant 4 à 5 dollars la tonne au coût d'achat, ou environ 50 millions par année au prix total qu'aura à verser l'Hydro-Ontario pour son charbon. Le service public indique toutefois que le lavage élimine les poussières et le roc mélangés au charbon lors de l'extraction, ce qui lui permettra d'économiser sur les frais de transport (Ontario-Hydro, 1989d). Ainsi, ces coûts ne peuvent être attribués en entier, ni même du tout, aux frais de lutte contre les émissions.

Dans l'ensemble, les dépenses annuelles d'exploitation et d'entretien de l'Hydro augmenteront de quelque 114 millions de dollars[12] , ce qui inclut les primes aux combustibles, vers l'année 2000, pour lui permettre de respecter ses limites supérieures d'émissions. Les frais d'électricité augmenteront à mesure que les besoins de revenus de l'Hydro-Ontario augmenteront.

---

[10] En dollars de l'année.

[11] En dollars de l'année.

[12] En dollars de l'année

L'Hydro-Ontario (1988b) estime que la production de sous-produits en l'an 2000 augmentera de deux ou trois fois par rapport à la quantité actuelle produite au moyen d'unités conventionnelles alimentées au charbon non purifié. Les sous-produits actuels procurent certains revenus à l'Hydro-Ontario. En 1988, l'entreprise a vendu près de 20 p.100 des cendres qu'elle récupère des gaz de fumée; le restant a été utilisé comme remplissage (Hydro-Ontario, communication personnelle). Des éclats de cendres peuvent être utilisés pour fabriquer du ciment ou comme additif dans les mélanges de béton alors que les cendres de fond peuvent être utilisées comme matériau dans la construction de routes. Les éclats de cendres de Lambton sont vendus à une compagnie locale de gestion des déchets et ceux de Lakeview à une fabrique de ciment. Si l'on pouvait vendre le gypse, on pourrait récupérer certains frais d'exploitation et d'entretien reliés à sa production. Si l'Hydro-Ontario devait payer quelqu'un pour utiliser le gypse de qualité commerciale ou si elle devait s'en servir comme remplissage, le coût s'ajouterait aux frais totaux d'exploitation et d'entretien.

Recherche et développement

L'Hydro-Ontario a investi environ 3,2 millions de dollars en projets de recherche et de développement et d'autres tests entre 1985 et la fin de 1988. La compagnie a également dépensé 7,7 millions de dollars pour préparer un rapport d'évaluation environnementale à l'intention du gouvernement provincial portant sur son programme d'épurateurs.

La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick

La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick n'a pas identifié les changements d'exploitation qui se produiront quand elle mettra en application ses mesures de lutte contre les émissions. Les mesures indiquées à ce jour laissent entendre que les effets incluront, mais ne se limiteront pas nécessairement à ces aspects:

- les dépenses et les économies associées au remplacement du combustible;
- les épargnes réalisées en éliminant le besoin du transport du charbon du Nouveau-Brunswick depuis la mine de Minto jusqu'à la centrale de Dalhousie, permettant ainsi à la Commission de construire un épurateur à Grand Lake ou de recourir à une technologie avancée;
- les changements dans l'emploi au cours des étapes de construction et de mise en exploitation;
- les changements dans les frais d'exploitation et d'entretien une fois que les mesures de contrôle auront été mises en application, y compris l'achat des réactifs épurateurs, l'achat de quantités additionnelles d'autres substances pour neutraliser les sous-produits, l'élimination des sous-produits, les frais de main-d'oeuvre et la consommation d'énergie et d'eau pour alimenter les épurateurs;
- les changements dans les tarifs d'électricité imposés aux consommateurs pour compenser le coût des investissements en capital et d'autres initiatives connexes.

Les frais d'exploitation devraient augmenter de 40 millions de dollars par année en 1994 (CÉNB, 1988b).

Recherche et développement

Aucun chiffre n'est disponible pour identifier les montants investis par la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick dans les projets de recherche, de développement et de démonstration de lutte contre les dégagements de SO_2. Toutefois, le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources a investi 38 millions de dollars à Chatham pour construire l'unité de démonstration de combustion sur lit fluidisé (CLF) pour la Commission et, ultérieurement, le service public a consenti un investissement additionnel de 2,5 millions de dollars à l'établissement.

Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse

En 1990, la Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse a présenté au gouvernement de la province un plan de 20 ans destiné à réduire les dégagements de SO_2. Malgré un doublage de la charge sur cette période de 20 ans, l'entreprise a l'intention de réduire ses émissions de 50 p.100 d'ici 2010. Au cours des années 1990, les frais accrus d'exploitation et d'entretien devraient se chiffrer autour de 70 millions de dollars.[13]

Recherche et développement

Aucun chiffre n'est disponible pour identifier les montants investis par la Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse dans des projets de recherche, de développement et de démonstration de lutte contre les émissions de SO_2.

7.3.4 FINANCEMENT DE LA LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS

Le programme de lutte contre le SO_2 dans l'est du Canada impose un fardeau continu en recherche et développement ainsi que des fardeaux financiers aux entreprises de service public alors qu'elles tentent de respecter leurs limites supérieures d'émissions tout en ajoutant à leur capacité de production. Les services publics devront se tenir au courant des derniers développements en matière de projets de recherche, de développement et de démonstration relativement à une combustion saine, à des combustibles saines à l'injection de sorbants et aux épurateurs. De même, les services publics auront à entreprendre davantage de projets pour faire la démonstration de ces technologies et acquérir leur propre expérience de fonctionnement.

Chaque service public est une société de la Couronne chargée d'offrir un service directement ou indirectement à de nombreux clients résidentiels, commerciaux et industriels, par l'entremise d'organismes intermédiaires comme les municipalités. Le coût de la dépollution sera récupéré auprès de ces nombreux clients. Les gains (ou pertes)

---

[13] En dollars de l'année.

nets des compagnies sont présentés pour les années 1986, 1987 et 1988 au tableau 7.20, en même temps que le coût des mesures de lutte contre les émissions et les estimations des hausses des tarifs d'électricité requises pour acquitter le coût de ces mesures de contrôle.

TABLEAU 7.20 - FINANCEMENT DES MESURES DE LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - SERVICES PUBLICS[a]
(en millions de dollars)

COMPAGNIE	GAINS NETS			MESURES DE LUTTE CONTRE LE SO_2		AIDE FINANCIÈRE REQUISE[a]	CHANGEMENTS DE TARIFS
	1986	1987	1988	Valeur	Période		
Hydro-Ontario	247.0	271.0	626.0	2,675	12 années	aucune	3.4 %[c]
CÉNB	29.3	36.0	47.6	171[b]	n/c	n/c	n/c
SÉNÉ	(9.3)	(27.7)	n/a	130	10 années	n/c	n/s

() représente la perte nette
n/d: non disponible
n/s: non spécifique à la lutte contre les émissions
n/c: (non connu)

[a] gouvernements fédéral ou provinciaux
[b] rien n'a encore été annoncé - représente la meilleure conjecture
[c] jusqu'à 3,4 p.100 en 1998

Hydro-Ontario

L'Hydro-Ontario couvrira ses investissements en projets de capital et ses frais additionnels d'exploitation et d'entretien en augmentant ses tarifs. Le service public a estimé que son programme de contrôle requerra des augmentations soutenues des tarifs d'électricité entre 1990 et la fin du siècle (Ontario-Hydro, 1989c). Au début, les mesures de lutte contre la pollution entraîneront une augmentation moyenne de 1,0 p.100 des tarifs annuels entre 1990 et la fin de 1993, suivie d'une hausse moyenne de 2,8 p.100 dans les tarifs annuels entre 1994 et la fin du siècle. L'augmentation atteindra un maximum de 3,4 p.100 en 1998.

La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick

La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick n'a pas encore évalué les augmentations annuelles ou cumulatives des tarifs d'électricité qu'elle devra exiger par suite de l'application des mesures de lutte contre les émissions, ni l'effet que ces hausses

auront sur les contribuables. Le service public suivra probablement l'exemple de l'Ontario et proposera un régime d'augmentation des tarifs susceptible de défrayer certaines des mesures de lutte prévues dans son réseau.

La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse

La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse a signalé des pertes au cours de l'exercice financier se terminant en 1987, en 1988 et en 1989. Les gains nets pour l'année financière 1990 devraient être de quelque 21 millions de dollars à cause d'une hausse de 6,3 p.100 des tarifs en vigueur depuis le 1er avril 1989, approuvée par la Commission des services publics. La SÉNÉ s'attend à ce que ses tarifs augmentent en fonction de l'indice du coût de la vie, malgré des investissements importants en capital et des dépenses d'exploitation reliées à la réduction des émissions de $S0_2$.

7.4 ORIENTATIONS FUTURES DE LA RECHERCHE

DONNÉES DE BASE

Le programme canadien de réduction de $S0_2$ fixe des limites supérieures de dégagements par province pour le Manitoba, l'0ntario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve. Ces limites doivent être en place en 1994. Le but du programme de réduction de $S0_2$ est de réduire les dépôts de sulfates humides dans tout l'est du Canada à moins de 20 kilogrammes par hectare par année (kg/ha/an). Cet objectif paraît suffisant pour protéger les réseaux aquatiques moyennement vulnérables. Quoique, les efforts déployés par le Canada ont un impact important, même à l'heure actuelle, l'objectif global ne sera pas atteint en 1994 sans une baisse importante des émissions provenant de sources américaines.

Si nous pouvons atteindre et maintenir l'objectif actuel de dépôt de sulfates humides dans l'est du Canada à une date prévue et à un coût convenable, la recherche devra mieux définir les dimensions spatiales spécifiques du problème d'émisson, du transport et de dépôt. Ainsi devrons-nous connaître plus profondément la façon dont les réductions d'émissions à la source au Canada (pour 1994) et aux États-Unis (pour 2000) pourront affecter les tendances régionales de dépôt au Canada. Cette information revêtira encore plus d'importance si nous voulons comprendre où faudra-t-il procéder à de nouvelles réductions d'émissions et quel en sera l'impact socio-économique s'il nous faut adopter de nouveaux objectifs de dépôt afin de protéger les écosystèmes les plus vulnérables.

Si on adopte éventuellement des buts qui tiennent compte de la vulnérabilté régionale, des autres ressources naturelles ou des combinaisons des polluants, toute amélioration future relative aux limites supérieures d'émissions de $S0_2$ devra tenir compte de la combinaison particulière des polluants et des dépôts qui menacent chaque écosystème ainsi que de la nature de l'écosystème lui-même.

À l'approche de 1994, de nouveaux investissements dans le domaine de la lutte contre les émissions seront certainement consentis pour réduire les quantités de polluants autres que le $S0_2$. Le Canada doit non seulement s'assurer que le programme du contrôle des émissions de $S0_2$ donne les résultats escomptés dans la réduction des dépôts mais il doit aussi envisager la compatibilité entre les contrôles existants et les contrôles proposés sur les émissions. Le temps est peut-être venu de se demander si des façons intégrées et plus efficaces quant au coût peuvent être adoptées pour lutter contre la pollution de l'air et pour diminuer la quantité des sous-produits rejetés.

Afin de réduire les dépôts de sulfates humides dans l'est du Canada, les gens qui font les politiques se sont consacrés à une approche réglementaire pour réduire les dégagements de $S0_2$. Comme les gouvernements veulent intégrer les côuts de l'environnement dans la prise des décisions économiques et susciter l'intérêt des Canadiens et de l'entreprise dans l'économie afin d'améliorer leur performance environnementale, il faut un plus grand choix d'instruments de politique. Alors que l'on

accorde une plus grande attention à une collaboration et une coordination accrues des efforts internationaux en vue de régler les problèmes transfrontaliers de pollution de l'air, il nous faudra développer de nouveaux concepts de base sur les plans environnemental et économique, avant d'en arriver à des solutions acceptables aux problèmes globaux de l'environnement.

PRIORITÉS

Il faudra porter une plus grande attention à l'aspect transfrontalier du problème, particulièrement aux mesures adoptées par le gouvernement des États-Unis en vue de réduire les dégagements à la source qui contribuent de façon importante aux émissions transfrontralières. Les facteurs socio-économiques à considérer dans la surveillance des gestes posés par les Américains incluent les instruments de politique choisis, la capacité des usines, la demande du marché, les implications commerciales et les changements technologiques.

Au Canada, il faudra accorder la priorité aux études socio-économiques qui contribuent à la réduction des émissions totales et aux déchets qui en découlent comme sous-produits. Au même moment, les études socio-économiques doivent également tenir compte des besoins, du coût et de la faisabilité de mise en oeuvre de mesures provisoires d'atténuation.

Il faudra se pencher sur le développement et le raffermissement des évaluations:

- des possibilités et mesures industrielles requises pour réduire les émissions (y compris une reconnaissance hâtive des obstacles à l'utilisation de procédés industriels plus propres, le besoin de soutien en matière de recherche et de développement, et le choix du meilleur mélange qui soit des mesures de réglementation, negociées et économiques nécessaires pour obtenir la collaboration de l'industrie);
- des compromis portant sur l'environnement et l'économie qui devront se faire avec le choix des mesures de lutte contre les dégagements au niveau des entreprises;
- des effets socio-économiques sur les collectivités et les régions, provoqués par ces programmes de lutte; et
- des mesures potentielles d'atténuation du TADPA, spécialement en ce qui touche aux effets des dépôts acides sur nos ressources naturelles ou culturelles.

Performance environnementale de l'industrie

L'expérience tentée au Canada nous enseigne que les circonstances auxquelles fait face chaque entreprise et le délai imparti en vue de réduire les émissions de polluants varient considérablement. Il faudra pratiquement procéder à une étude compagnie par compagnie afin d'identifier les possibilités d'abaisser davantage les niveaux et de réduire du même coup les dégagements d'autres polluants inquiétants. La mise en place des mesures de lutte contre les émissions devra tenir compte de l'état actuel de l'usine et du

moment où il sera possible d'adopter une technologie convenable de combustion ou de récupération des minéraux.

Si les émissions devaient augmenter à cause d'un accroissement du nombre de sources de dégagements ou de l'activité économique, il faudra se pencher sur de nouvelles possibilités de réduire les émissions. Il faut donc reconnaître et évaluer les occasions qui encouragent une meilleure performance environnementale nécessaire à l'établissement des objectifs économiques des entreprises comme la productivité, l'efficacité énergétique et une meilleure utilisation ou récupération des ressources.

Il faudra davantage de recherche socio-économique pour identifier les meilleurs moyens d'améliorer la performance de l'entreprise en matière d'environnement

- lorsque les coûts en immobilisations des mesures de lutte contre les émissions ne peuvent être compensés par les épargnes au niveau de l'exploitation et de l'entretien,

- lorsque les coûts accrus ne peuvent être passés au consommateur sous forme d'augmentation des prix ou des tarifs ou encore

- lorsque les revenus provenant de la vente des sous-produits ne permettent pas de combler le déficit.

Les obstacles auxquels fait face l'entreprise, comme le manque de fonds, la perception des risques et l'incertitude à propos de l'ordre du jour gouvernemental en ce qui a trait à l'environnement doivent également être envisagés.

Il faudrait aussi évaluer une approche basée sur le marché qui encouragerait l'industrie à améliorer sa performance environnementale. Les approches traditionnelles de réglementation des mesures de lutte contre la pollution ignorent souvent les désavantages économiques. Les mesures de répartition du marché, comme l'exploitation des émissions, peuvent être utiles dans certains cas pour minimiser les pertes éventuelles d'emplois, les effets sur la concurrence et la rentabilité. Les industries et services publics qui sont en mesure de faire mieux que les objectifs qui leur ont été assignés à cause des fluctuations de la production ou de l'utilisation de techniques de combustion ou encore de procédés industriels plus efficaces pourront épargner des droits d'émissions à des fins d'utilisation ultérieure ou vendre les droits d'émissions excédentaires à leurs besoins. Des sources moins efficaces d'émissions devront perdre tout les avantages de coût provenant des dégagements de polluants pourront "acheter" le temps dont elles ont besoin pour mettre en place les changements nécessaires de procédés requis pour améliorer leur performance. D'autres sources encore pourront ne recourir qu'à l'occasion à des permis de décharge durant des périodes de forte demande ou en cas de panne imprévue. Le résultat final de toute évaluation socio-économique, toutefois, consiste à déterminer si une approche de lutte contre les émissions basée sur le marché serait plus efficace par rapport au coût et plus souhaitable sur le plan de l'environnement

que les approches traditionnelles de réglementation dans ces circonstances. L'acceptation publique de ces mesures devrait également être évaluée.

En autant que des mesures favorables basées sur le marché peuvent aider à atteindre les objectifs de lutte contre les émissions à un coût inférieur, des initiatives de gestion de la demande, qui permettent une future croissance économique, peuvent également faire l'objet d'évaluations pour aider les Canadiens à vivre selon ces exigences. Les initiatives de gestion de la demande incluent la conservation de l'énergie, l'information du consommateur et la substitution de produits. De telles initiatives peuvent aider les Canadiens à consolider les gains en environnement qu'a permis le programme actuel de lutte contre la pollution.

Étant donné tout le temps requis pour planifier et mettre en place des programmes de lutte contre les émissions, toute modification de la portée de ces mesures doit être réglée aussitôt que possible pour permettre à l'industrie d'apporter les ajustements nécessaires à ses plans stratégiques. Des réductions additionelles de dégagements de SO_2 peuvent être requises. De nouvelles réductions complémmentaires de la pollution atmosphérique, comme les dégagements de NO_x, de COV et de CO_2 devront être envisagées. L'industrie devrait bénéficier d'aide afin de développer la stratégie de lutte contre les émissions la plus efficace par rapport au coût, dans la mesure du possible, parce que le coût global de lutte contre les émissions de polluants multiples sera vraisemblablement inférieur à celui de la lutte contre chaque polluant en particulier.

Diminution de production de sous-produits rejetés

La conservation de l'énergie et des ressources ainsi que la diminution de production des sous-produits rejetés sont des considérations qui deviennent de plus en plus importantes lors de l'évaluation des moyens de lutte contre les dégagements. La lutte contre les dégagements touche la demande d'énergie, d'eau et de réactif comme la chaux. La pollution peut être seulement retirée de l'atmosphère et déposée sur le sol ou dans l'eau sous une autre forme. Par conséquent l'effet net des mesures de lutte contre la pollution sur l'utilisation industrielle des ressources et la production de sous-produits rejetés comme déchets devait être étudié. À long terme, en ayant recours à une meilleure technologie de combustion et à des procédés améliorés de production, les industries soumises au contrôle devraient être incitées à réduire la demande de ressources primaires et le volume net de résidus rejetés par unité de production. En estimant l'offre et la demande potentielles pour les sous-produits commercialisables, on pourrait évaluer les ventes et les revenus possibles, de même que les coûts d'entreposage et d'élimination. Ces renseignements pourraient servir à déterminer le besoin d'initiatives de politique et de mesures incitatives possibles pour la réutilisation des sous-produits comme le gypse produit par les épurateurs.

Impacts socio-économiques

L'ajustement de l'industrie canadienne à la mise en oeuvre des mesures de lutte contre la pollution doit être pleinement étudiée. Ces mesures auront pour résultat, dans certains cas, l'amélioration de l'efficacité du procédé (meilleure utilisation de l'énergie, récupération plus complète des ressources et baisse des coûts d'exploitation), la production de sous-produits commercialisables et la revente d'une technologie innovatrice. Dans d'autres cas, la lutte contre les émissions peut avoir pour résultat une hausse des coûts d'exploitation et éventuellement une augmentation des prix ou des tarifs. Il serait intéressant d'établir une comparaison entre les dépenses actuelles d'une compagnie ou d'une entreprise de services publics et ses dépenses prévues ou projetées. Les préoccupations du secteur des affaires et de la population à propos des impacts socio-economiques des mesures de lutte contre la pollution peuvent être en partie calmées par l'expérience acquise.

Les mesures de contrôle qui en arrivent à des réductions similaires d'émissions peuvent avoir des effets socio-économiques différents. Les immobilisations et dépenses en approvisionnements en vue de stratégies diverses de lutte contre la pollution auront un impact sur les industries règlementées: niveaux de production, coûts d'exploitation, ventes et revenus, création d'emplois et de revenus, prix et tarifs demandés. Ces dépenses stimulent les secteurs de la fabrication et des services de l'économie. Une technologie innovatrice de lutte contre la pollution constitue en elle-même un bien commercialisable. Par conséquent, l'impact socio-économique net des initiatives proposées de lutte contre les émissions devrait être connu des décideurs. De plus, la contribution croissante des activités d'atténuation de la pollution atmosphérique à l'économie canadienne et l'avantage d'un environnement sain pourraient être alors publiquement reconnus et signalés.

Mesures-d'atténuation

Bien que les contrôles d'émissions aient été adoptés comme première ligne de défense du Canada, la possibilité que les contrôles actuels et proposés ne soient pas adéquats à court terme ni suffisants pour protéger les écosystèmes et les ressources naturelles les plus vulnérables a été reconnue. Une analyse socio-économique peut contribuer à l'identification du besoin d'intervention et d'évaluation de la faisabilité économique des mesures proposées d'atténuation comme le repeuplement, le chaulage et la fertilisation. Les gestionnaires des ressources naturelles auront besoin d'outils qui les aideront à choisir l'application la plus efficace par rapport au coût de ces techniques d'atténuation.

Ce n'est pas uniquement notre patrimoine naturel mais aussi notre héritage culturel qui ont besoin de cette protection provisoire en attendant que les mesures de lutte contre les emissions soient mise en oeuvre. Les mesures d'atténuation peuvent être nécessaires pour mettre fin à la détérioration actuelle et protéger les immeubles appartenant au patrimoine de même que les monuments extérieurs contre des niveaux inacceptables d'exposition. La recherche socio-économique peut contribuer à définir le besoin et le

coût des exigences de conservation résultant des dépôts acides et d'autres formes de pollution atmosphérique. Une fois connue l'étendue des besoins de financement, il faudra évaluer la capacité des propriétaires de financer et de comprendre le travail de réparation et de restauration requis, de même que le besoin correspondant de mesures financières incitatives. Un tel travail de rénovation pourrait contribuer de façon importante à une industrie de rénovation en pleine croissance. On reconnaît déjà que les dépenses de rénovation des anciennes structures dépassent la valeur d'une construction nouvelle au Canada. De plus, les propriétés et lieux historiques jouent un rôle important dans l'industrie du tourisme. Les effets directs et indirects des dépenses consacrées à la construction, à l'emploi et aux achats associés aux efforts de conservation pourront donc être considérables.

7.A.1 PRINCIPES DE BASE DE LA FUSION

Les principes de base de la récupération du métal et des principaux polluants qui y sont associés font ici l'objet d'une description détaillée.

Exploitation minière

Des métaux comme le cuivre, le zinc, le nickel et le plomb trouvent leur origine sous forme de minerai dans le sol. Ces minerais contiennent des sulfures qui sont des mélanges complexes d'un ou de plusieurs métaux récupérables et de soufre. Les minerais sont extraits au moyen d'une exploitation minière qui se pratique en surface ou sous le sol. Une fois extrait, le minerai est broyé et moulu jusqu'à ce qu'il ait la consistance du sable et est envoyé au moulin.

Broyage

Au moulin, les impuretés sont retirées à l'aide de divers procédés physiques et chimiques selon le genre de minerai. Cette étape est désignée sous le nom de concentration et le produit qui en découle est le concentré. Le concentré est par après envoyé à la fonderie pour y subir un traitement additionnel et donner un métal fini.

Grillage

Le concentré pré-séché est acheminé dans un énorme vaisseau de forme cylindrique qui est un four à griller à sole ou un four à griller sur lit fluidisé. On souffle de l'air et du combustible dans le four pour en dégager le sulfure sous forme d'anhydride sulfureux. Le produit du grillage, appelé calcine, est alors expédié au four de fusion.

Fusion

Le four de fusion est une grande chaudière aux parois d'acier à revêtement intérieur de briques très résistantes à la chaleur (réfractaires). Le four de fusion est chauffé à l'électricité ou par un combustible comme le mazout ou le gaz naturel. Ici, à une température supérieure au point de fusion du métal recherché, les sulfures sont oxydés. L'anhydride sulfureux est libéré, les impuretés métalliques (généralement du fer) sont converties en scories par l'addition de silice et le métal est concentré dans une forme plus facile à récupérer appelée matte. Les scories et la matte sont retirées du four. Les scories sont mises au rebut et la matte est envoyée au convertisseur pour y subir un nouveau traitement.

Cémentation

Le convertisseur conventionnel Pierce-Smith est un récipient cylindrique horizontal, de plus petite dimension que la chaudière. Certaines usines possèdent des convertisseurs rotatifs à transmission supérieure capables de tourner sur des axes longitudinaux et verticaux. C'est là qu'avec de l'air chaud et des additions de fondants, la plupart des impuretés qui restent, comme le fer et les sulfures, sont retirées de la matte riche en métal sous forme de scories avant le raffinage final. La matte de métal produite par le convertisseur est pure de 96 à 98 p.100.

Raffinage

Le raffinage constitue un autre procédé d'amélioration du métal. Il peut être électrochimique ou pyrométallurgique et augmente la pureté du métal à plus de 99 p.100. Après le raffinage, le métal est prêt à être utilisé.

Principaux polluants à la fusion

Des gaz sont produits lors des opérations de grillage, de fusion (chaudière) et de cémentation. Les principaux polluants qui découlent de ces opérations sont :

- le SO_2 gazeux;
- des métaux à faible niveau de fusion volatilisés ou vaporisés comme l'arsenic et le mercure;
- des matières particulaires,
- des fumées.

L'anhydride sulfureux est produit par l'oxydation des sulfures présents dans le concentré. L'air apporté aux étapes du grillage, de la fusion et de la cémentation détermine le volume et la concentration du SO_2 gazeux produit.

Les matières particulaires consistent en de fines particules produites durant les opérations de grillage, de fusion et de cémentation. Il peut s'agir de particules inertes, d'oxydes ou de sulfates de métaux lourds comme le cadmium, le cobalt, le cuivre et le nickel. La composition exacte de ces particules dépend des métaux contenus dans le concentré et du procédé de fusion utilisé.

Les procédés pyrométallurgiques étant essentiellement secs, les effluents sont de moindre importance. Les principales sources d'effluents à la fonderie sont:

- l'écoulement du four à fusion;
- les dégagements du circuit de récupération de la chaleur perdue de la chaudière;
- la séparation des solides et des liquides de l'équipement de nettoyage des gaz;
- les effluents liquides contaminés provenant de la section de nettoyage des gaz de l'usine de fabrication d'acide où on produit de l'acide sulfurique avec le SO_2.

Le trop-plein de la section de nettoyage des gaz d'une usine de fabrication d'acide est acide et contaminé par des métaux lourds comme le zinc, le plomb et le cuivre. Le trop-plein est traité en neutralisant l'acidité et en retirant les métaux. Les effluents traités sont rejetés dans un étang de résidus ou dans l'environnement.

Les principaux résidus solides du four de fusion sont les scories. On ne peut à l'aide des techniques actuelles retirer d'autres métaux utiles de ces résidus. Les scories sont généralement considérées comme inertes et sont recueillies et déposées dans des zones désignées appelées dépotoirs à scories. Les écoulements de surface de ces dépotoirs ne constituent généralement pas de menaces pour l'environnement.

Note: Cette description est tirée de Paine (1988).

7.A.2 PREMIÈRES MESURES DE LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS - LES FONDERIES

Il a été indiqué à la section 7.0 que les émissions réelles de SO_2 aux fonderies de l'Inco (Sudbury), Falconbridge et Noranda ont diminué au cours de la première moitié des années 1980. Bien que certaines circonstances incontrôlables [14] aient pu être la cause d'une partie de cette réduction, des mesures concrètes ont été prises à l'Inco (Sudbury) et Falconbridge pour réduire les dégagements au cours des décennies 1970 et 1980. La présente Annexe résume certaines des mesures adoptées à cette fin par l'Inco (Sudbury), Falconbridge et Algoma.

Durant les années 1970, l'Inco (Sudbury) a réduit ses émissions en fermant sa fonderie de Coniston, en augmentant sa capacité de production d'acide à son usine de récupération du minerai de fer, en construisant le concentrateur de Clarabelle et en modifiant celui de Copper Cliff pour rendre plus efficace l'enlèvement de la pyrrhotite (Groupe de travail Ontario/Canada sur l'Inco et Falconbridge, 1982). Grâce à ces modifications, la compagnie a pu améliorer sa retenue de SO_2 d'environ 30 p.100 vers la fin des années 1960 à près de 70 p.100 à la fin des années 1970. Le concentré de pyrrhotite est traité à l'usine de récupération du minerai de fer où l'on retire le fer des concentrés de pyrite et de pyrrhotite (Canada, ÉMR, 1988).

Falconbridge a décidé d'agir vers le milieu des années 1970 et au cours des années 1980 en vue de réduire ses émissions à ses opérations de Sudbury (Falconbridge, 1988b). Son usine a complété un projet de modernisation de l'usine en 1978 permettant à la fonderie de récupérer le SO_2, de le nettoyer et de l'expédier à son usine de fabrication d'acide. Les émissions totales annuelles ont diminué, vers la fin des années 1970, passant des niveaux précédents de quelque 350 kilotonnes au début de la décennie à environ 150 kilotonnes, à un coût de 175 millions de dollars. Subséquemment, les conditions de travail à la fonderie ont été améliorées, la production a augmenté, la récupération du métal a été plus forte et les dépenses d'exploitation ont diminué.

Au même moment, Falconbridge commençait à améliorer le procédé de séparation de la pentlandite et de la pyrrhotite, afin de le rendre plus efficace, à son usine de Falconbridge (1977-1982). Dès lors, des modifications en cours à l'usine de Strathcona ont amélioré la séparation des sulfures et du minerai à ce deuxième moulin. La quantité de nickel perdu dans la pyrrhotite rejetée comme résidus a diminué; la récupération des métaux de valeur tirés d'un minerai à faible teneur en pyrrhotite a augmenté sans affecter le rejet total de pyrrhotite et le contenu en cuivre du concentré servant à alimenter la

---

[14] Ces circonstances incontrôlables incluent la nature cyclique de l'industrie de fabrication du métal, les changements dans les prix internationaux pour les métaux de base (cuivre, nickel, zinc et plomb) et la concurrence offerte sur les marchés par les fonderies exploitées de par le monde.

fonderie a diminué, réduisant par le fait même les émissions de SO_2. Dans l'ensemble, Falconbridge a réduit ses émissions de SO_2 de 15 tonnes qu'elles étaient pour chaque tonne de nickel produit avant 1955 à moins de 2 tonnes en 1988. Au début de 1988, Falconbridge fermait le moulin de Falconbridge et n'a pas l'intention de le rouvrir (Falconbridge, 1988b).

Vers le milieu des années 1980, la faiblesse des marchés a obligé Algoma à réduire la production à son usine de frittage de Wawa. Cette mesure a permis de diminuer les émissions de SO_2 sous la limite supérieure annuelle de 125 kilotonnes fixée par la réglementation provinciale. Algoma signale que la décision de réduire la production à Wawa a minimisé les coûts sociaux pour la collectivité puisque l'autre solution consistait à cesser l'exploitation de l'usine de frittage (Ontario Ministry of the Environment, 1989b).

7.A.3 DÉVELOPPEMENTS TECHNOLOGIQUES DANS LES FONDERIES AU CANADA

Rejet de pyrrhotite

La pyrrhotite, un sulfure de fer présent sous forme magnétique ou non dans tous les minerais de nickel et de cuivre, est une source importante de soufre. Lors des opérations de fusion, le soufre de la pyrrhotite est transformé en SO_2. Les opérations conventionnelles de traitement du minerai éliminent la plus grande partie de la pyrrhotite du concentré avant qu'il ne soit envoyé à la fonderie. Toutefois, s'il est possible d'enlever une plus grande quantité de pyrrhotite lors du broyage, il restera moins de sulfure susceptible de donner lieu à la formation de SO_2 aux étapes du grillage, de la fusion et de la cémentation. Le principe du rejet de la pyrrhotite est l'enlèvement sélectif de la plus grande quantité possible (tout en minimisant les pertes de métal) du concentré avant les trois étapes de la fusion.

Degrés accrus de grillage

Les impuretés contenues dans le sulfure de fer sont transfromées en oxyde de fer et en SO_2 gazeux lors du grillage. L'oxyde de fer se mêle au silicate (ajouté comme fondant) dans la chaudière pour donner lieu à des scories de silicate et de fer. En accroissant le degré (ou l'étendue) du grillage, on produit de plus grandes quantités de SO_2 lors de la fusion, ce qui permet une récupération plus facile et plus efficace de ce gaz. De même, le SO_2 gazeux est plus facile à capter si l'on a recours à un four à griller sur lit fluidisé plutôt qu'à toute autre sorte de four.

Fusion instantanée des concentrés combinés de cuivre et de nickel

Cette technologie s'applique principalement aux fonderies de métaux non ferreux qui fondent les minerais de cuivre et de nickel dans deux circuits séparés. Avec la technologie de fusion instantanée, les concentrés de cuivre et de nickel sont combinés et fondus ensemble dans une chaudière à vaporisation instantanée. Une caractéristique de cette technologie est l'intégration du grillage et de la fusion en une seule unité - la chaudière à vaporisation instantanée. Une autre caractéristique importante est l'utilisation d'oxygène pur ou d'air enrichi d'oxygène par opposition au combustible supplémentaire. La fusion instantanée donne de faibles volumes de SO_2 fortement concentrés et facilement récupérés.

Production accrue d'acide sulfurique

Le grillage, la fusion et la cémentation donnent des volumes et des concentrations variés de SO_2. Le volume le plus important de SO_2 est produit lors du grillage du concentré. Des volumes moindres sont dégagés lors de la fusion et de la cémentation. L'anhydride sulfureux produit lors du grillage du concentré peut être utilisé pour fabriquer de l'acide sulfurique. La force et les volumes variables des gaz produits par les procédés

traditionnels de fusion et de cémentation déterminent toutefois souvent le degré de difficulté de récupération des gaz à ces trois étapes.

Les fonderies récupèrent le SO_2 et en tirent du SO_2 liquide ou de l'acide sulfurique comme moyen de réduire les émissions de SO_2. Cette technique est bien établie et donne un produit commercialisable.

Note: Cette description est tirée de Paine (1988).

7.A.4 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS

Les centrales alimentées au charbon ou au mazout contribuent à la capacité totale installée à divers niveaux dans chacune des provinces. La contribution relative de ces unités à la production d'électricité varie également selon la province. Le tableau 7.A.1 donne la contribution en pourcentage des unités alimentées aux combustibles fossiles à la capacité et à la production d'électricité par province. La contribution en pourcentage de chaque service public aux émissions totales de SO_2 provenant de ces entreprises dans l'est du Canada est également présentée. Les données pour l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve sont incluses dans ce tableau puisque ces deux provinces auront des limites annuelles à respecter à compter de 1994. Les données pour le Manitoba et le Québec sont données à des fins de comparaison.

TABLEAU 7.A.1 - CONTRIBUTION EN POURCENTAGE DES UNITÉS GÉNÉRATRICES ALIMENTÉES AUX COMBUSTIBLES FOSSILES À LA CAPACITÉ PROVINCIALE ET À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE, 1988

PROVINCE	CONTRIBUTION DES UNITÉS GÉNÉRATRICES ALIMENTÉES AUX COMBUSTIBLES FOSSILES À		CONTRIBUTION AUX ÉMISSIONS DE SO_2 PAR LES SERVICES PUBLICS DANS L'EST DU CANADA
	la capacité installée de génération	la production d'énergie électrique	
Manitoba	12%	6%	0.5%
Ontario	41%	25%	47.0%
Québec	3%	1%	0.2%
Nouveau-Brunswick	54%	50%	24.9%
Nouvelle-Écosse	84%	88%	22.7%
Î-P-É	100%	100%	0.2%
Terre-Neuve	3%	11%	4.6%
Total			100.1%

Des renseignements plus détaillés pour tous les types de combustibles (hydro, charbon, nucléaire, mazout et gaz naturel) sont donnés pour chaque province dans les deux tableaux qui suivent. Le tableau 7.A.2 mentionne la capacité génératrice installée par type de combustible et par province, alors que le tableau 7.A.3 indique la production d'énergie électrique selon le combustible et la province. Si l'on ne tient compte que du charbon et du mazout, le charbon est le principal combustible utilisé à des fins de production d'électricité au Manitoba, en Ontario et en Nouvelle-Écosse; le mazout est surtout utilisé au Québec, au Nouveau-Brunswick, dans l'Île-du-Prince-Édouard et à Terre-Neuve.

TABLEAU 7.A.2 - CAPACITÉ GÉNÉRATRICE INSTALLÉE SELON LE TYPE DE COMBUSTIBLE, 1988[a]

PROVINCE	HYDRO	CHARBON	NUCLÉAIRE	MAZOUT	GAZ NATUREL	TOTAL
Manitoba	3,641	466	0	14	4	4,125
Ontario	7,775	10,935	11,221	2,651	373	32,955
Québec	25,585	0	685	980	8	27,258
Nouveau-Brunswick	903	356	680	1,532	0	3,471
Nouvelle-Écosse	386	1,201	0	758	0	2,345
Î-P-É	0	20	0	122	0	142
Terre-Neuve	6,644	0	0	782	0	7,426

(Source: Canada ÉMR, 1989a)

[a] En mégawatts (MW)

TABLEAU 7.A.3 - PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE SELON LE TYPE DE COMBUSTIBLE, 1988[a]

PROVINCE	HYDRO	CHARBON	NUCLÉAIRE	MAZOUT	GAZ NATUREL	TOTAL
Manitoba	15,379	924	0	0	5	16,308
Ontario	38,314	35,033	67,552	510	1,334	142,743
Québec	143,391	0	5,282	332	0	149,005
Nouveau-Brunswick	2,580	1,732	5,342	6,118	0	15,772
Nouvelle-Écosse	1,107	6,033	0	1,752	0	8,892
Î-P-É	0	133	0	85	0	218
Terre-Neuve	39,731	0	0	1,419	0	41,150

(Source: Canada, ÉMR, 1989a)

[a] En gigawatts-heures (GW-h)

La quantité d'énergie produite à l'aide des combustibles fossiles, l'efficacité des unités, le niveau de lutte contre les émissions et la teneur en soufre des combustibles fossiles utilisés déterminent les quantités réelles de SO_2 dégagé. Plusieurs circonstances incontrôlables peuvent également affecter les niveaux de dégagements, y compris les changements climatiques, les pannes dans les centrales qui ne sont pas alimentées aux combustibles fossiles, les retards dans la mise en service d'une nouvelle centrale ou une pénurie hors de la province. Chacun de ces facteurs pourrait accroître

temporairement le recours d'un service public à des unités alimentées au charbon ou au mazout au cours d'une année donnée, ce qui aurait pour effet d'augmenter le niveau d'émissions de SO_2 de ce service public durant cette année.

Hydro-Ontario

À l'heure actuelle, l'Hydro-Ontario produit de l'électricité par brûlage de combustibles fossiles à ses centrales de Lambton, Nanticoke, Lakeview, Thunder Bay, Atikokan et Lennox de même qu'à certaines unités alimentées au diesel dans des régions éloignées. Ces centrales fournissent un surplus d'électricité aux heures de forte demande et une charge additionnelle lorsque les sources nucléaires et hydro-électriques fonctionnent à pleine capacité et qu'on signale quand même des manques. Par exemple, la centrale de Lakeview a fonctionné entre 1 p.100 et 10 p.100 du temps pour répondre à la demande aux heures de pointe en 1988 alors que celle de Lambton a fonctionné entre 40 p.100 et 60 p.100 du temps pour répondre à une demande constante.

Les centrales de Nanticoke, Lakeview et Lambton produisent environ 93 p.100 de l'électricité générée par les combustibles fossiles dans le réseau de l'Hydro-Ontario. Ces trois centrales figurent parmi les cinq plus importantes du genre au Canada (Canada, ÉMR, 1989a). La centrale de Nanticoke, la plus grande alimentée au charbon pour ce qui est de l'Hydro-Ontario, brûle un mélange de charbon à teneur moyenne en soufre importé des États-Unis et du charbon à très faible teneur en soufre venant de l'ouest du Canada, alors que les centrales de Lambton et Lakeview sont alimentées par du charbon américain à teneur moyenne en soufre. Les centrales de Thunder Bay et Atikokan brûlent du lignite pauvre en soufre venant de la Saskatchewan. Lennox, la troisième plus importante centrale thermique conventionnelle au Canada, est alimentée par du mazout résiduel qui contient 0,7 p.100 de soufre. Actuellement, toutes les unités de la centrale de Lennox sont en opération. Une centrale inactive, la Richard L. Hearn, est la sixième plus importante centrale thermique au Canada. Cette centrale est conçue pour brûler du charbon et du gaz naturel, et sera vraisemblablement alimentée au gaz naturel lorsqu'elle sera remise en marche.

Vers le milieu des années 1980, l'énergie nucléaire a remplacé certaines centrales alimentées au charbon, ce qui a contribué à réduire les émissions de SO_2 de l'Hydro-Ontario. D'autres réductions ont été rendues possibles par la combustion de charbon à faible teneur en soufre à Nanticoke et à Lambton, et en achetant de l'électricité du Manitoba et du Québec (Ontario-Hydro, 1988c). En 1989-1990, on a même acheté de l'électricité des États-Unis. L'entreprise achète maintenant du charbon plus coûteux à faible teneur en soufre et tous les charbons sont lavés dans le but de réduire les dégagements. Les charbons à faible teneur en soufre coûtent de 5 p.100 à 80 p.100 plus cher que ceux à teneur moyenne en soufre, et on les importe de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et des États-Unis. Les charbons bitumineux de l'ouest canadien possèdent une teneur moyenne en soufre de 0,23 p.100. Les trois

centrales les plus importantes, toutefois, ne peuvent être alimentées uniquement au charbon à faible teneur en soufre et doivent brûler un mélange de charbons. Les charbons à teneur faible, ordinaire et moyenne en soufre (0,8 p.100, 2,44 p.100 et 1,72 p.100 de soufre à la combustion) proviennent de mines des États-Unis.

Le charbon est un combustible de remplacement dans le réseau de l'Hydro-Ontario. De légers changements dans ce réseau peuvent amplifier la quantité de charbon utilisé pour produire de l'électricité et celle des émissions de SO_2. L'Hydro-Ontario (1988c) souligne plusieurs facteurs susceptibles de provoquer en soi, ou avec d'autres facteurs, des modifications aux quantités de SO_2 dégagé, ainsi que l'impact possible que ces facteurs peuvent avoir sur les émissions annuelles combinées de SO_2 et de NO_x:

- la perte d'un réacteur nucléaire pendant un an peut accroître de 50 à 90 kilotonnes les émissions de gaz acides;
- un délai d'un an dans la transmission de la centrale nucléaire de Bruce peut provoquer une augmentation de 45 kilotonnes;
- une augmentation (ou une diminution) de 1 p.100 dans la demande pendant trois ans peut donner une augmentation (ou une diminution) de 60 kilotonnes;
- des niveaux d'eau plus bas (plus élevés) dans la province peuvent signifier une augmentation (une diminution) de 35 à 70 kilotonnes;
- l'achat d'énergie peut signifier une diminution de 50 à 100 kilotonnes;
- la perte de la charge de Bruce et du système de rejet peut représenter une augmentation de 250 kilotonnes;
- la perte (l'addition) des achats d'électricité peuvent représenter une augmentation (diminution);
- une diminution (augmentation) des initiatives de gestion de la demande peut signifier une augmentation (diminution) de 100 kilotonnes.

Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick

Au cours des années 1980, la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick a signé un contrat avec l'Hydro-Québec pour l'achat d'énergie hydro-électrique produite aux chutes Churchill pour remplacer la production à coût plus élevé d'électricité au moyen de combustibles fossiles dans la province. Ces achats de l'Hydro-Québec ont permis à la Commission de réduire ses émissions. La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick (CÉNB, 1989b) rapporte que la quantité d'énergie de surplus qu'elle achète de l'Hydro-Québec diminue et on s'attend à ce qu'elle diminue davantage puisque l'hydro-Québec peut vendre ses surplus plus cher aux États-Unis. En 1994, la Commission entend remplacer ses achats de l'Hydro-Québec par de nouvelles sources locales.

La Commission se propose d'augmenter sa capacité de production en construisant des unités thermiques à alimentation multiple (charbon et mazout). Entre 1989 et 1998,

deux unités de 450 MW, une unité de 200 MW et une autre de 25 MW seront ajoutées au réseau provincial (Canada, ÉMR, 1989a). De plus, le service public est entrain d'installer cinq unités de combustion par turbine de 100 MW pour répondre à la demande aux heures de pointe. Les buts de l'entreprise sont d'assurer un approvisionnement sûr d'énergie à des prix concurrentiels, avec un risque financier acceptable et un impact environnemental également acceptable (CÉNB, 1989b).

La Commission (CÉNB, 1989c) prévoit émettre 170 kilotonnes de SO_2 dans l'atmosphère en 1995 si des mesures de lutte ne sont pas appliquées, ce qui serait supérieur à la limite annuelle de 130 kilotonnes fixée par le gouvernement provincial. De ce total, environ 70 kilotonnes proviendraient de la combustion du charbon du Nouveau-Brunswick à deux centrales (280 MW), 75 kilotonnes proviendraient de centrales alimentées au mazout (1360 MW) et environ 25 kilotonnes proviendraient de la combustion de charbon importé à faible teneur en soufre à la nouvelle centrale qui sera construite à Belledune (450 MW). Les centrales alimentées au charbon du Nouveau-Brunswick (à une teneur en soufre de 8 p.100) et le mazout importé no 6 (à une teneur en soufre de 2,75 p.100) contribuent le plus aux émissions du service public. Les sources existantes seules feraient que l'entreprise dépasse son objectif annuel.

Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse

Le réseau de production d'énergie électrique de la Nouvelle-Écosse était initialement basé sur le charbon. Après la Deuxième Guerre mondiale, le mazout est devenu le principal combustible du service public. Ce combustible a conservé sa place jusqu'à la flambée des prix de l'OPEP au début des années 1970. Les prix ont alors augmenté à un point tel que la Société a trouvé plus économique de construire et d'exploiter des centrales au charbon que ses centrales alimentées au mazout. De plus, le Programme énergétique national (1980) signalait 'qu'il fallait trouver des moyens d'utiliser ces vastes réserves de charbon local pour contribuer aux objectifs de réduction d'utilisation du pétrole et au développement économique local sur une base viable et durable'. La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse a donc lancé un programme intensif qui a pris fin en 1987 quand la centrale de Point Tupper 2 a été alimentée au charbon.

La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse a étendu ses recherches sur les nouvelles technologies de brûlage du charbon en vue de réduire ses dégagements de SO_2 et de NO_x à la suite de préoccupations exprimées par la population au sujet des dépôts acides sur les ressources naturelles et culturelles. Le service public, de concert avec le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, a entrepris la construction d'un appareil expérimental en 1982 afin de vérifier l'érosion et la corrosion dans un milieu sur lit fluidisé. Ce programme, terminé avec succès en 1985, a permis à la Société d'acquérir de l'expérience dans cette nouvelle technologie à combustion sur lit fluidisé. Ce projet était lié à un programme à phases multiples de recherche sur la CLF, des études techniques et économiques de faisabilité et du travail d'ingénierie pour la

conception d'une unité de 150 MW. Des essais de caractérisation du charbon local et de chaux ont été menés à l'unité de 22 MW de CLF à Chatham, au Nouveau-Brunswick.

Les principales centrales alimentées aux combustibles fossiles en Nouvelle-Écosse sont celles de Lingan, Point Tupper, Trenton, Glace Bay et Tufts Cove. Ces centrales répondent à près de 90 p.100 des besoins d'électricité de la province. Alors que la centrale de Tufts Cove est alimentée à l'huile lourde, les quatre autres brûlent du charbon extrait du sol de la Nouvelle-Écosse. Les unités fonctionnent généralement sur un mode de base et intermédiaire, l'électricité venant aux périodes de pointe de la production hydraulique et de turbines de combustion.

La Société d'énergie de la Nouvelle-Écosse entend étendre sa capacité en construisant six unités génératrices de 150 MW alimentées au charbon (Canada, ÉMR, 1989a). Ces unités entreront en opération entre 1991 et l'an 2000. La Commission peut également ajouter quatre unités de 300 MW pour répondre aux besoins du marché américain.

Réductions des émissions de SO_2 dans l'Île-du-Prince-Édouard

Dans l'Île-du-Prince-Édouard, la Maritime Electric Company a produit la majeure partie de l'électricité de la province jusqu'en 1980. Le service public a acheté une part de 10 p.100 dans une unité alimentée au charbon de la Commission du Nouveau-Brunswick à Dalhousie en 1981-1982 pour aider à stabiliser ses propres coûts d'énergie et à réduire la dépendance de la province à l'endroit du pétrole. À l'heure actuelle, l'Île-du-Prince-Édouard obtient une bonne partie de son électricité qu'elle achète directement de la Commission du Nouveau-Brunswick et de ses droits de propriété à Dalhousie. La capacité de l'île est réservée pour les cas d'urgence et de pointe. Il en résulte donc de faibles émissions de SO_2 dans la province.

Réductions des émissions de SO_2 à Terre-Neuve

À Terre-Neuve, la combustion de pétrole combustible constitue la principale source d'émissions de SO_2. Le gouvernement provincial anticipe que les émissions diminueront à mesure que sera réduite l'utilisation industrielle de ce pétrole et qu'augmentera la combustion d'un pétrole à plus faible teneur en soufre à des fins de production d'électricité.

Prévisions de la croissance de la demande d'électricité

La demande d'électricité doit augmenter dans toutes les provinces (Canada, ÉMR, 1989a). Énergie, Mines et Ressources Canada s'attend à ce que cette croissance s'établisse comme suit:

- 1,6 p.100 par année au Québec;

- 1,8 p.100 par année en Ontario et dans l'Île-du-Prince-Édouard;
- 2,1 p.100 par année au Manitoba;
- 2,4 p.100 par année à Terre-Neuve;
- 2,7 p.100 par année au Nouveau-Brunswick,
- 2,9 p.100 par année en Nouvelle-Écosse.

RÉFÉRENCES

Algoma Limited: 1989, Annual Report 1988.

Canada, Énergie, Mines et Ressources: 1989a, Electric Power in Canada 1988.

Canada, ÉMR: 1989b, Mining and Mineral Processing Operations in Canada 1988. Mineral Bulletin MR 220. 72 p.

Canada, Environnement Canada: n.d., Halte aux pluies acides - Le programme canadien. 8p.

Canada et Manitoba: 1987, Entente entre le Canada et le Manitoba relativement à un programme de réduction de l'anhydride sulfureux.

Canada et Nouveau-Brunswick: 1987, Entente entre le Canada et le Nouveau-Brunswick relativement à un programme de réduction de l'anhydride sulfureux.

Canada et Terre-Neuve: 1987, Entente entre le Canada et Terre-Neuve relativement à un programme de réduction de l'anhydride sulfureux.

Canada et Nouvelle-Écosse: 1988, Entente entre le Canada et la Nouvelle-Écosse relativement à un programme de réduction de l'anhydride sulfureux.

Canada et Ontario: 1987, Entente entre le Canada et l'Ontario relativement à un programme de réduction de l'anhydride sulfureux.

Canada et Île-du-Prince-Édouard: 1987, Entente entre le Canada et l'Île-du-Prince-Édouard relativement à un programme de réduction de l'anhydride sulfureux.

Canada et Québec: 1987, Entente entre le gouvernement du Canada et celui du Québec destinée à lutter contre les précipitations acides.

Association canadienne de l'électricité: 1989, Priorities for Flue Gas Emission Controls and Clean Coal Technology Research and Development. Prepared by the Advisory Panel - Flue Gas Emission Control of CEA. CEA 89/193G-31. 71 p.

Cape Breton Development Corporation: 1988, Annual Report 1987-1988.

CBDC: 1987, Annual Report 1986-1987.

CBDC: 1986, Annual Report 1985-1986.

Economic Commission for Europe: 1987, Effects and Control of Transboundary Air Pollution. Air Pollution Studies No. 4, Nations Unies, New York. 133 p.

Falconbridge Limited: 1989a, 1988 Annual Report.

Falconbridge Limited: 1989b, Falconbridge Limited SO_2 Abatement Capital Program Implementation, Progress Report No. 1, janvier - juin 1989. 23 p.

Falconbridge Limited: 1988a, 1987 Annual Report.

Falconbridge Limited: 1988b, Report Required by 31st Day of December 1988 Under Ontario Regulation 661/85 of the Environmental Protection Act for the Falconbridge Smelter Complex - 1994. 29 p.

Gardner, M.: 1985, Construction Projects and Offshore Hydrocarbon Developments in Atlantic Canada. Canada Oil and Gas Lands Administration, Environmental Studies Revolving Funds Report No.015. 86 p.

Hudson Bay Mining and Smelting Company Limited: 1989, 1988 Annual Report.

Inco Limited: 1989a, 1988 Annual Report.

Inco Limited: 1989b, Inco Limited Sulphur Dioxide Abatement Project: Engineering and Construction Progress Report, June 1989, Sudbury Smelter Complex, SO_2 Emission Control, Regulation 660/85 - 12 décembre 1985. 3 p.

Inco Limited (Manitoba Division): 1989c, Smelter Emissions Abatement Project. 33 p.

Inco Limited: 1988a, Annual Report 1987.

Inco Limited: 1988b, Sulphur Dioxide Abatement Project: Final Report - décembre 1988. 42 p.

Inco Limited: 1988c, Report on the Socio-Economic Impact on the Sudbury Region of Inco's Emissions Abatement Program. Prepared under the auspices of the Institute of Northern Ontario Research and Development, Université Laurentienne. 110 p.

Informetrica: 1989, Canadian Capital Projects: An Inventory of Major Investment Plans. Vol. 5, No. 3, Third Quarter, 1989.

InterGroup Consultants Limited: 1985, Socioeconomic Implications of Emissions Reduction Alternatives for Canada's Non-Ferrous Smelting Industry. Report prepared for the Department of Regional Industrial Expansion. 42 p.

International Energy Agency: 1989, Energy and the Environment: Policy Overview. OECD/IEA, Paris, France.

MacRae, K.M.: 1989, Critical Issues in Electric Power Planning in the 1990s, Volume II. Canadian Energy Research Institute, Calgary, Alberta, Study No.33. 342 p.

Maritime Electric Company, Limited: 1989, 1988 Annual Report.

Monserco Limited: 1989, Acid Gas Emissions Derived from the Canadian Utilities Simulation Code for the Province of New Brunswick. Report submitted to Environment Canada. Report 518/NB Rev 4.

Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick: 1989a, Annual Report 1988/89.

CÉNB: 1989b, NB Power Review of Generation Requirements 1988-2002. 33 p.

CÉNB: 1989c, Belledune Thermal Generating Station Environmental Impact Statement. Prepared by Washburn & Gillis Associates Ltd. in association with Fiander-Good Associates Ltd., Concord Scientific Corporation, J.E. Edinger Associates Ltd., and GEMTEC Ltd.

CÉNB: 1988a, Annual Report 1987/1988.

CÉNB: 1988b, NB Power Sulphur Dioxide Emission Control Program 1989 - 2000. 19p.

CÉNB: 1987, Annual Report 1986/1987.

CÉNB: Nouveau-Brunswick, Ministère des affaires municipales et de l'environnement: 1989, 1989 Annual Report Relating to the Canada/New Brunswick Agreement Respecting a Sulphur Dioxide Emission Reduction Program. 8 p.

Newfoundland and Labrador: 1989, Canada/Newfoundland Agreement Respecting a Sulphur Dioxide Reduction Program Annual Report (draft). 8 p.

Noranda Mines Limited: 1989, Annual Report 1988.

Noranda Mines Limited: 1988, Annual Report 1987.

Noranda Mines Limited: 1987, Annual Report 1986.

Nova Scotia, Department of the Environment: 1989, Canada/Nova Scotia Acid Rain Reduction Agreement - Report on the Year Ending March 31, 1989. 11 p.

Nova Scotia Power Corporation 1990, Control of Atmospheric Emissions. 6p.

RÉFÉRENCES (suite)

NSPC: 1988, sixty-eighth Annual Report 1987-1988.

NSPC: 1987, sixty-seventh Annual Report 1986-1987.

NSPC: 1986, sixty-sixth Annual Report 1985-1986.

Ontario/Canada Task Force on Inco and Falconbridge: 1982, Report of the Ontario/Canada Task Force for the Development and Evaluation of Air Pollution Abatement Options for Inco Limited and Falconbridge Nickel Mines, Limited in the Regional Municipality of Sudbury, Ontario. 255 p.

Ontario Hydro: 1989a, Annual Report 1988.

Ontario Hydro: 1989b, Options Available to Meet Acid Gas Limits and Selection of Preferred Options. Report Submitted to the Lieutenant Governor in Council. 48 p.

Ontario Hydro: 1989c, Ontario Hydro's Acid Gas Control Program, Seventh Semi-Annual Program Report. 3 p.

Ontario Hydro: 1989d, Curbing Acid Rain. 4 p.

Ontario Hydro: 1989e, Providing the Balance of Power: Ontario Hydro's Plan to Serve Customers' Electricity Needs - Overview. 49 p.

Ontario Hydro: 1989f, Providing the Balance of Power: Ontario Hydro's Plan to Serve Customers' Electricity Needs - Environmental Analysis.

Ontario Hydro: 1988a, Annual Report 1987.

Ontario Hydro: 1988b, Environmental Assessment: Flue Gas Desulphurization Program Summary. 49 p.

Ontario Hydro: 1988c, Environmental Assessment: Flue Gas Desulphurization.

Ontario Hydro: 1987, Annual Report 1986.

Ontario Hydro: 1986, Annual Report 1985.

Ontario Ministry of the Environment: 1990, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides): Summary and Analysis of the Seventh Progress Reports (July 31, 1989) By Ontario's Four Major Sources of Sulphur Dioxide. Prepared jointly by the Ministry of Environment and the Ministry of Energy. 19 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1989a, A Review of Ontario Hydro's Acid Gas Report. Prepared jointly by the Ministry of the Environment and the Ministry of Energy. 24 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1989b, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides): Government Summary and Analysis of the Sixth and Final Planning Phase Progress Reports Submitted by Ontario's Three Major Emitters of Sulphur Dioxide in the Metallurgical Sector. 39 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1989c, Report on Canada/Ontario Acid Rain Agreement. Unpublished. 12 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1988a, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides) - After Two Years: Summary and Analysis of the Fourth Progress Reports by Ontario's Four Major Sources of Sulphur Dioxide. 10 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1988b, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides) - After Two Years: Summary and Analysis of the Fifth Progress Reports by Ontario's Four Major Sources of Sulphur Dioxide. 16 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1987a, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides) - Summary and Analysis of the Second Progress Reports by Ontario's Four Major Sources of Sulphur Dioxide. 17 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1987b, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides) - Summary and Analysis of the Third Progress Reports by Ontario's Four Major Sources of Sulphur Dioxide. 17 p.

Ontario Ministry of the Environment: 1987c, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides) - Ontario's Acid Gas Control Program for 1986 - 1994, Text of Regulations.

Ontario Ministry of the Environment: 1986, Countdown Acid Rain (Compte à rebours des pluies acides) - Summary and Analysis of the First Progress Reports by Ontario's Four Major Sources of Sulphur Dioxide. 24 p.

Paine, P.J.: 1989, Perspectives on Sulphur Dioxide Abatement in Canada. Paper presented to CIM 91st Annual General Meeting in Quebec City, 30 avril - 4 mai 1989. 32 p.

Paine, P.J.: 1988, The Non-Ferrous Smelting Industry. Unpublished. 10 p.

Prince Edward Island, Department of the Environment: 1989, Report of Prince Edward Island on the Canada/P.E.I. Agreement Respecting A Sulphur Dioxide Reduction Program. 2 p.